国际电气工程先进技术译丛

CRC Press
Taylor & Francis Group

智能电网：基础设施、相关技术及解决方案

Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions

[美] 斯图尔特·博莱斯（Stuart Borlase）　等著

武志刚　戴栋　钟庆　李海锋　朱林　等译



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

VISIT…

LANZAROTE Caliente.com

关于本书

智能电网到底是什么？为什么它受到了如此广泛的关注？电力企业、设备供应商和监管者正在为发展智能电网做些什么？为了回答这些问题，以及更多的相关问题，《智能电网：基础设施、相关技术及解决方案》一书为读者给出了更加清晰的描述，使读者能够更好理解当前电力工业界最为热门的话题——智能电网的发展驱动力及相关基础设施。本书汇集了一大批顶尖专家和行业领导者在各自领域所拥有的知识和观点。

本书主要特征：

- 描述了电力工业界试图发生改变的内在动力；
- 探讨了智能电网理念的商业驱动力、预期收益及市场前景；
- 审视了智能电网建设方案及其支撑技术的技术框架；
- 描述了智能电网领域中技术发展及标准协调所扮演的角色，包括在为实现智能电网而努力的过程中出现的多种新理念和新组织；
- 同时展示了业界当前的技术及新技术中所蕴涵的前瞻性观点；
- 从电力企业、监管方和消费者等不同的视角深入探讨了成功建设智能电网所需面对的各种障碍和关键因素；
- 总结了全世界范围内近年来关于智能电网的最新成果；
- 对下一代智能电网的内在驱动力和必要技术做了展望。

智能电网的内涵不仅限于其字面含义，而在于其为电力企业、用电用户、社会和环境所带来的巨大效益。本书在对相关领域目前的发展程度及未来将面对的挑战进行广泛研究的基础上，为我们提供了一个全球的视角，告诉我们智能电网如何将21世纪的新技术与20世纪的电网有机地结合起来。

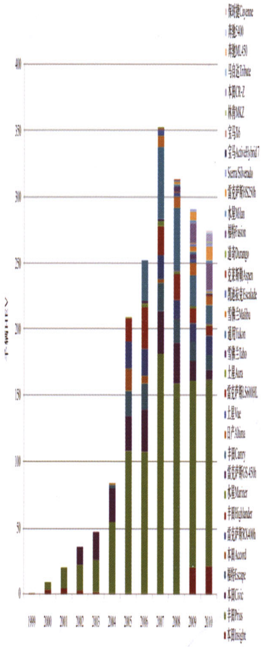


图3.12

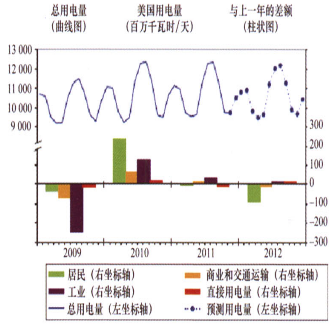


图2.7

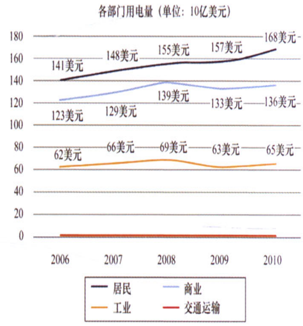


图2.8

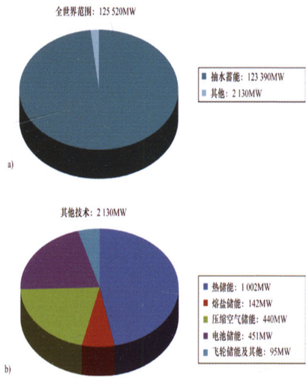


图3.7

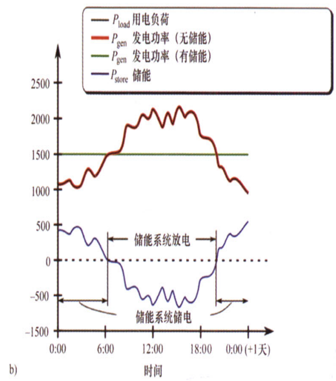


图3.9

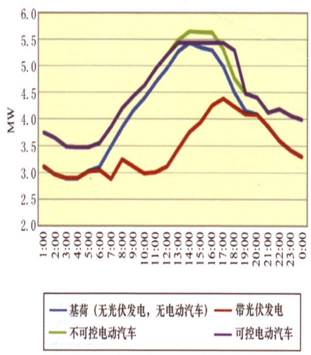


图3.21

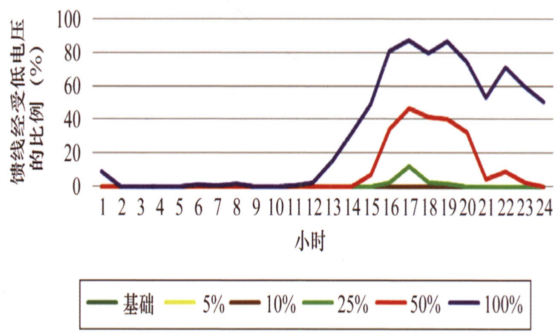


图3.22

国际电气工程先进技术译丛

智能电网：基础设施、相关技术及解决方案

[美] 斯图尔特·博莱斯(Stuart Borlase)　等著
武志刚　戴　栋　钟　庆　李海锋　朱　林　等译

机 械 工 业 出 版 社

本书全面阐述了当前智能电网领域的基本理念、最新技术、工业标准和相关政策法规，以及智能电网在全球范围内的实践情况，使读者能对智能电网这一当今电力工业界的热门话题建立起全局性的概念。书中的智能电网不是对当前电力系统的简单修补和数字化，而是对电力系统的各个方面都有更新换代的要求，所涉及的范围相当广泛。本书通过大量技术细节的介绍，辅之以详尽直观的图表，使对电力系统任一侧面感兴趣的读者都能获得大量有价值的信息，进而理解和把握相关的知识，乃至以之为基础对相应领域进行更加深入的研究。

本书适用于从事电力系统的规划、运行、设备制造等专业人员及电气专业学生和教师使用，也可以作为任何对智能电网感兴趣人士的入门读物。

译 者 序

电力工业迈入21世纪，已经经历了100多年的历史。在此期间，电力系统所服务的现代文明社会发生了翻天覆地的变化，各种新技术、新理论层出不穷，使得我们当前生活的世界极其丰富多彩。一般而言，新技术的出现总会让我们的生活更加舒适，让我们适应和改造世界的力量更加强大，因此通常都会被人们积极地接纳和采用。然而当电力系统面对这些新生事物时，却往往表现出非常强烈的惰性。毫不夸张地说，电力工业可能是当今接受新技术最慢的行业之一。正如本书原文中所说："尽管一个世纪的时光已经过去，我们会发现当前的电力系统相关技术与19世纪末相比并无显著区别。当时使用的铜质电缆、木质电线杆、变压器以及各种计量表计等设备，目前仍然是电力系统的重要组成部分。"尽管书中所描述的是美国的情景，但在中国的电力工业界也不同程度地存在类似的现象。

造成这一局面有诸多深层次的原因。首先，众所周知，电力工业是现代社会真正的支柱产业，对经济、社会和人们的日常生活来讲都是不可或缺的。为了确保电力系统始终具备持续供电的能力，业界往往倾向于采用已被实践证明非常成熟的技术，而不是更加先进（同时相对而言也更加不可靠）的最新技术。其次，电力企业的组织架构往往具有分层分片的特征，客观上来说这为电力系统的灵活高效运行带来了重要保证，已经在全世界范围内得到了充分验证；然而，从另一个角度来看，过多的层次和过于复杂的管理体系也会削弱电力企业内部采纳新技术和新理念的效率和积极性。最后，电力工业是典型的资本密集型工业，规划建设的输配电项目动辄涉及数千万乃至数十亿元的投资，某种新技术或新设备被引入电力系统，往往意味着一大批同类乃至相关的昂贵设备被替换，出于电力企业经济性和资本安全的考虑，决策者和政策制定者也不得不采取慎重的策略。

然而，当前全球的能源环境已迫使电力工业不得不接受新技术和新理念来拓展自身的生存和发展空间。一方面，随着人们生活水平的提高，对能源的需求也急剧增加。举例来说，我们通常所用的个人计算机的功率只有几十瓦或上百瓦，而大型企业的数据中心消耗功率可达上千千瓦，而某些十分依赖数据分析技术的IT企业，为支持企业基本业务所需的耗能更是天文数字。另一方面，全球变暖所带来的危害有目共睹，严格限制温室气体排放已成为全世界的共识，电力工业作为主要的（有可能是最大的）温室气体排放源，承受了巨大的

压力。若继续沿用已存在数十上百年的陈旧技术，则电力工业将面临被时代淘汰的严重后果。可以说，目前在全世界范围内出现的建设智能电网的热潮是被电能生产和使用两方面倒逼的必然结果。

当然，是否意识到需要建设智能电网是一回事，如何把智能电网真正建设起来又是另一回事。电力系统作为最复杂的人造系统，几乎涉及当今所有的学科。仔细想来，从最基本的数学、物理、化学，到最先进的IT技术、材料科学，乃至经济学和法学领域的最新成果，在电力工业界都大有用武之地。既然建设智能电网并不是简单的技术改造，或不仅仅意味着电力系统的数字化，就必然涉及前面所提到的所有内容。在开始着手建设真正的智能电网之前，必须要理清思路，对智能电网的发展沿革及所涉及各方面内容做全面把握。为达到此目的，本书是一个不可多得的资源。

原书卷帙浩繁，基本涵盖了目前关于智能电网的各方面的内容。全书的结构比较特殊，由于智能电网主要还是一个技术问题，故关于智能电网的技术所占篇幅最大（第3章），几乎占全书篇幅的80%左右，所论述的内容包括电能生产、输送、使用的各个环节，以及通信、监测诊断、高级计量体系、智能电网下的新管理手段和新技术、各种IT技术等诸多方面。本书其他的内容涉及当前全球电力发展概况、智能电网的现状以及发展趋势等。尽管当前智能电网领域的理论和技术发展迅速，但本书具有相当的前瞻性，所涉及内容在今后相当长的一段时间内都有极佳的参考价值。

本书翻译的分工如下：戴栋负责第1～2章、第4～6章和第3.1节，钟庆负责第3.2节和第3.5节，李海锋负责第3.3～3.4节和第3.7节，朱林负责第3.6节、第3.8节和第3.13～3.14节，武志刚负责第3.9～3.12节和第3.15节。武志刚负责全书的统稿和校对。罗玲、林亚君、高苏、王素云也参加了部分翻译工作。

在本书的翻译过程中，翻译组的各位同事通力合作，群策群力，在完成繁重的教学和科研工作的同时，力争给读者提供最准确的译文表述，以及最有价值的专业知识。与此同时，在翻译过程的各个环节都得到了机械工业出版社刘星宁编辑的大力帮助和指导，值此译稿完成之际致以深深谢意。

由于译者能挤压出的时间有限，以及囿于专业知识和翻译水平，读者所能见到的译稿定有很多疏漏之处，欢迎广大读者批评指正。

译　者

2015年3月

原书序

佩科控股公司（Pepco Holdings，Inc.，PHI）是一家公用事业控股公司，下辖若干供电公司，分别向南新泽西、德尔马瓦半岛和华盛顿哥伦比亚特区提供供电服务，迄今已逾100年历史。作为该公司的董事长兼首席执行官，我深感荣幸。虽然自克利夫兰总统执政期间起我们就已经开始为这个国家㊀的首都提供电力服务，但是尽管一个世纪的时光已经过去，我们会发现当前的电力系统相关技术与19世纪末相比并无显著区别。当时使用的铜质电缆、木质电线杆、变压器和各种计量表计等设备，目前仍然是电力系统的重要组成部分。

今天，电力工业正在发生巨大的变化。人们正在致力于建设一个更加智能的电网，通过充分应用各种先进的数字化技术来实现电力系统功能的自动化。可以认为这个正在逐步成为现实的“智能电网”是电力系统领域技术和信息技术的汇聚和结合。换句话说，是托马斯·爱迪生与比尔·盖茨“相遇和碰撞”的结果。从19世纪以来就一直为我们提供优质服务的电力系统将要与当今的数字化技术充分整合，从而为用户提供更加强大的信息支持、更好的供电服务和更高的供电可靠性。所有这些支持与服务在21世纪是至关重要的。

智能电网的基础性建设起始于高级计量体系（Advanced Metering Infrastructure，AMI）。通过安装智能表计及其他相关辅助技术，用户可以接触到更丰富的电能数据，因此可以更容易地把各种可再生能源和电动汽车接入到电网中，经过革新的计费方式和相关计算程序得以实施，从而使用户可以对自身的电能消费进行更加强有力的掌控。

在这个更新更智能的世界，用户可以通过移动通信设备、互联网或其他特定的家用监视器来浏览他们的用电情况；通过一个计量数据管理系统，供电部门也能做类似的事情。不但如此，与传统的每月一次的用电总量图表不同，用户可以在一天之中通过无线通信系统多次获得每小时用电数据，在必要的时候还可以对这些数据传输周期加以定制。测量表计还可以扮演电网传感器的角色，帮助人们检测功率波动和停电事故，或用来远程接入或切除用电设备。

不仅各种智能表计对智能电网来说是必不可少的，在智能电网的方方面面都会涉及各种各样的新技术。例如，智能电网需要一个基础的通信架构。又如，在配电网、输电网和变电站内部都必须装设一系列智能设备，用以隔离电

㊀ 指美国。——译者注

气故障、自动功率调整以及加速事故恢复等。最终，智能电网将能提供一个先进的分析平台，用来实现配电网和输电网更好的调度预警及实时运行优化。简言之，利用所有这些新技术，将使我们可以建设一个“更智能”的电网。

回想在2006年的时候，为了应对全美国甚至全世界范围内严峻的能源和环境挑战，佩科控股公司开始推动一种替代当前能源格局的新愿景。我们将之称为我们的“未来蓝图”——一种供电部门与用户之间的合作关系，对技术和信息加以协调，实现提高能源利用效率和供电可靠性的效果。我们描绘了一个全新的世界，在其中用户被赋予掌控自身能源利用方式和成本支出方式的能力，政府得以实现削减能源消耗的目标，所有人都将从更少的碳排放和更清洁的环境中获益。届时，人们已无需见到全国性的能源公司、国家电力监管机构、国家电力立法机构以及与电力相关的联邦政府机构㊀，人们将看到的是在“智能电网”这一大背景下人们思维方式的融合。

此刻，在我写作本书的2012年，回顾过去并看到我们国家关于智能电网所做的讨论发生了巨大的变化是非常鼓舞人心的。通过拥护者和早期实践者的努力，尤其是得益于奥巴马政府的领导，智能电网已经从一个纯理论化的概念转变成了技术上可行的现实，而且正越来越被人们看作是通向未来的必不可少的阶梯。

需要注意的是，尽管当前的各种技术对智能电网的发展来说是十分重要的，但孤立地来看，仅靠技术是无法出现革新性转变的。为了从智能电网中充分获益，需要建立电力部门、政府、监管机构和公众之间的强有力的合作关系，尤其是各方都需培养使用能源的全新习惯。智能表计本身并不能削减碳排放，为了实现这一点，需要人们借助增强的能源信息，对价格信号做出响应，在各种优惠政策之间加以权衡——只有这样，才能帮助我们共同来实现“能源独立㊁”和降低碳排放水平的目标。“转型”这一理念对于智能电网来说非常重要，我在不同场合会经常提到。从历史上来看，电力部门和用电用户间的关系曾经是非常透明的。人们已经非常习惯于应用日常的“奇迹”——电力工业，他们拨动开关打开一盏灯，按下按钮来打开电视、计算机或其他用电设备，所有这些共同促成了全社会功能的实现，人们早已习以为常。着眼于未来，用电用户将可借助更加广泛的工具来管理能源消费行为，有助于最终降低用电成本，并战胜摆在我们面前的环境和能源的挑战。

㊀ 近年来关于智能电网的理念也发生了一些变化，例如在我国电力工业界即认为在智能电网中大电网的角色也是不可或缺的，按照电力传输的数量、距离和使用方式的不同，从大电网至微网等各种不同规模的电网都将有用武之地，应将它们有机地结合起来。参见卢强：未来将是大电网与微网的结合体，载北极星电力网：http：//news. bjx. com. cn/html/20140730/532468 -3. shtml。——译者注

㊁ Energy independence，奥巴马政府在2010年总统大选时提出的理念。——译者注

电力工业界位于这一转型的中心：现有的和未来的能源需要被优化整合，其中包括可再生能源的接入；需求侧的资源需要加以权衡，例如需要处理好动态定价及对用电用户进行直接负荷控制等业务；用电用户应被允许获取增强的能源信息及相应处理工具，用来降低能源消耗，保持电能供需平衡。在正处于转型期的电力市场中也存在着大量令人兴奋的机会，例如人们正在呼吁电力部门建设更多的充电设施，为预期将会大幅度发展的电动汽车提供接入服务。总而言之，目前在电力行业已存在用于培育全新商业合作关系、全新产品和全新服务的肥沃土壤。

当然，改变往往意味着挑战。若智能电网已得到充分发展，用电用户已从智能电网的全新技术和理念中获益，售电量的增长必将受到显著影响。统计表明，即使是在当前智能电网尚未充分发展的情况下，在某些地区电能消费的绝对值也已经呈现下降趋势。减少能源的使用固然是好事，但电力监管者也应该注意到，无论用电水平如何，电力传输的成本总是相对固定的。监管机制需要及时改进，也就是说，需要让监管部门意识到前述客观现实[⊖]的存在，尤其是需要意识到一个财务健全的电力企业的重要性。

读者将从第1章中获悉，电力工业目前是受监管程度最高的行业，这一点无可争议。人们需要了解电力行业的固有特征，要想充分理解电力行业的基本特征，必须处理好电力工业与监管者间的关系，而对电力行业的充分理解对于所有致力于推动智能电网理念的股东来说也是必不可少的。

电力工业界的许多人常常把智能电网定义为当前正在评估、开发和实施的数不清的新技术的总和。有别于此，我宁愿建议大家，为了让我们更好地从智能电网的转型中获益，我们应该不要过多地提及技术层面的进步，而应强调这些技术为我们带来的巨大收益，列举如下：①更低的能源消耗；②更强的可靠性；③更快的事故恢复速度；④全新的就业机会；⑤全新的市场格局。

发展智能电网是当前应对电力工业挑战、满足用电用户期望的最佳方式——它是我们当前所处状态与预期目标间的最短捷径。当我们步入新世纪的第二个10年之际，我们已经获得了关于“智能电网”的含义及发展趋势的更加全局性的概念。对于智能电网能在各方面的努力下为我们带来巨大的效益，我一如既往地表示乐观。

乔·里格比（Joe Rigby）
佩科控股公司董事长、董事会主席及首席执行官
华盛顿哥伦比亚特区

⊖ 指电力监管部门需要意识到大力发展智能电网可能会减少地区用电总量，进而影响电力部门的经济效益。——译者注

原 书 前 言

——全球视角：智能电网如何将21世纪新技术与20世纪的电网相结合?

电力工业从没有像当前这样受到各方的关注，也从没有什么电力词汇像“智能电网”一词这样受到如此广泛的使用。从我们当前所处现状出发，智能电网向我们承诺了电网转型的辉煌成功、供电部门的英雄行为、令人难以置信的技术突破、对用电用户参与用电管理更高热情的期望、更清洁的环境、更多的就业机会……各级输配电运行部门均声称应在智能电网框架内得到优先发展，人们不断提出许许多多关于智能电网的新理念，并频繁举行关于智能电网的各式各样的会议。自从智能电网（或智慧型电网）的理念开始被大力宣传以来，电力工业界发生了显著的变化，在全世界范围内人们都为此付出了巨大的努力，开展了各种形式的合作，期望证明智能电网对于解决当前面对的问题的确是有效的。然而一些最基本的问题仍悬而未决：智能电网的精确定义到底是什么？我们如何建设智能电网？人们所钟爱的智能电网的概念现实吗？

“智能电网”一词是有些难以捉摸的，可以有各种不同的理解。当然，各种理解都是围绕着电力工业这一核心的，包括发展智能电网的必要性、对电力监管改革的必要性、相关技术及应用等。毫无疑问，智能电网的理念在全世界范围内都引起了广泛的关注，部分是由于智能表计技术取得了长足的进步，以及各种科研基金都对相关课题加大了资助力度。不仅仅在美国是这样，在世界上其他地区也是如此。智能电网使人们更关注如何高效环保地使用电能，有助于电能使用者主动参与到削减能源消耗的行动中来。从电力工业的发展历史来看，行业内部所发生的各项革新总是相对缓慢的。的确，智能电网所兜售的许多技术都已经出现许多年了，但我认为这些现有的技术在应用到智能电网中时仍将仅停留在一些示范工程的层面，还远未达到大范围推广应用并产生持续效益的程度。在我们定义智能电网的时候往往不是描述它是什么东西，而是描述它能为电力部门、消费者、社会和环境带来什么。智能电网依赖于多项技术在更高层面上的协同作用，例如，将先进的IT技术与电网调度应用相整合，可以带来目前难以想象的效益，并为整个电力工业界带来巨大的改变，这种协同和整合是人们在发展智能电网时需要加以关注的。目前的智能电网已经达到了这种水平吗？显然还没有。我们最终能发展到这种水平吗？在当前的发展阶段无人能知晓。由于起初主要监管及投资机构对智能表计和高级计量体系有浓厚的兴趣，使得智能电网经历了一个快速发展的阶段。但是现在全球市场和财政都

未从危机中恢复，在对以往发展的成功和失败进行评估时并未取得一致意见，使得智能电网似乎进入了一个潜伏期。

本书探讨的是当下的流行词汇：智能电网。书中回答了如下问题：什么是智能电网？为何智能电网的概念受到了如此多的关注？在智能电网框架内，供电部门、零售商和监管者分别扮演了什么角色？本书是许多作者观点的融合，从一开始就是如此。书中描述了电力工业要求发生改变的最初动力，以及在智能电网的刺激下相关商业行为、收益和市场等领域发生的讨论。本书同时描述了使智能电网得以实现的技术框架和解决方案，描述了技术发展及各项标准的协调在智能电网领域所发挥的作用，包括许许多多个人和组织为智能电网得以实现所付出的努力。本书既介绍了当前技术，又对新技术做了展望，并从供电企业、监管方和用电用户的多重视角展开了发展智能电网所需面对的障碍和关键因素的讨论。在本书的结尾全面总结了近来全世界有关智能电网的实践，以及下一代智能电网所需的驱动力及相关技术。尽管本书更多关注的是美国的智能电网市场，我坚信相关内容在全球范围内都是适用的。

发展智能电网还有很长的路要走。在世界各地，它都将继续受经济发展和改革的驱动而发展。谁都不知道这种努力的最终结局是怎样的，但目前看来智能电网理念仍具有为整个电力工业带来辉煌技术进展和革新的充足动力。有人会胜利，有人会失败，不仅对于技术提供者以及他们提出的智能电网解决方案来说是如此，对于实际电力运行部门及他们对智能电网的具体实施也是如此。同样，在用电用户中也有胜利者和失败者。我个人认为近期内人们应该关注的是电力监管者、政策制定者和消费者在买卖电能时的安全性问题，在智能电网背景下这一问题对各方面都有影响。对消费者而言，智能电网应该不仅仅能刺激人们用电，或仅仅是为了削减用电成本——智能电网应该促使消费者做出选择，而不是指导消费者做出选择。我认为，在目前的大肆宣传和投资热潮渐渐退却后，在未来的几年内，智能电网的发展动力究竟如何将最终揭晓。智能电网的正确性将最终被证实或证伪，以智能电网为主题的会议、展览和交易将显著减少，电力工业界将有更多的时间坐下来多思考一下：智能电网的现状如何？它的发展前景如何？如何实现我们的最终愿景？

本书整合了一大批各领域的专家和领袖的知识和见解。本人负责了本书的若干章节，同时我还需要对为本书提供素材的超过80名作者致以敬意。在全世界的智能电网研究都仅仅处于刚刚“分娩的阵痛期”之际，从上述作者那儿获得充足素材是一项极富挑战性的工作。

需要特殊说明的是，各位作者对本书在不同方面的贡献并不一定严格反映作者自身的观点及作者自身所处的学术领域。

如欲联系 Stuart Borlase，敬请致函 stuart. borlase@ gmail. com。

致　　谢

本书作者感谢 Rick Giammaria 在佩科控股公司的允许下提供变电站主控室的照片，感谢法国阿尔斯通电网公司提供 EMS 控制室的照片，这两张照片均被用于设计本书的封面。

本 书 作 者



Stuart Borlase 是西门子公司输电部门的业务拓展经理，该部门坐落于北卡罗来纳州的卡里市。Stuart 全面负责西门子美国公司的变电站发展总承包项目，着重关注如何在当前持续变化的输电系统市场条件下为用户的特定需求提供具体解决方案。

Stuart 拥有超过 20 年在电力输配电领域的技术和商务经验，扮演过在销售、业务拓展、市场、产品研发、工程和咨询等各方面的领导角色。此前他曾作为通用电气公司全球化智能电网解决方案项目的业务拓展经理，负责研发和部署等领域的策略导向制定工作。

Stuart 从德克萨斯农机大学获得了电气工程专业的工学硕士和工学博士学位。他是 IEEE 高级会员及注册工程师。

贡献者列表

姓　　名	所 在 机 构	地　　址
Witold P. Bik	施恩禧电气有限公司	加利福尼亚州，阿拉米达
Stuart Borlase	西门子能源公司	北卡罗来纳州，罗利
Steven Bossart	美国国家能源技术实验室	西弗吉尼亚州，摩根敦
Thomas Bradley	科罗拉多州立大学机械工程系	科罗拉多州，科林斯堡
Stephen Byrum	通用电气能源公司数字能源部门	弗吉尼亚州，罗克韦尔
Mary Carpine-Bell	通用电气能源公司数字能源部门	佐治亚州，亚特兰大
David P. Chassin	美国西北太平洋国家实验室，巴特尔纪念研究所	华盛顿州，里奇兰德
Yousu Chen	美国西北太平洋国家实验室，巴特尔纪念研究所	华盛顿州，西雅图
John Chowdhury	实用创新中心	德克萨斯州，欧文
Catherine Dalton	贝克维斯电气公司	佐治亚州，德卢斯
Keith Dodrill	美国国家能源技术实验室，美国能源部	西弗吉尼亚州，摩根敦
Michael G. Ennis	施恩禧电气有限公司	伊利诺伊州，芝加哥
Johan Enslin	北卡罗来纳州立大学夏洛特分校威廉李工程学院能源生产和基础设施中心	北卡罗来纳州，夏洛特
Jiyuan Fan	通用电气能源公司数字能源部门	佐治亚州，亚特兰大
Xiaoming Feng	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Harry Forbes	ARC 咨询集团	马萨诸塞州，戴德姆
Jay Giri	阿尔斯通电网公司	华盛顿州，雷德蒙德
Erich Gunther	EnerNex 公司	田纳西州，诺克斯维尔
James P. Hanley	通用电气能源公司数字能源部门	佐治亚州，亚特兰大
Tim Heidel	美国能源部高级研究计划局能源办公室	华盛顿哥伦比亚特区
Gerald T. Heydt	亚利桑那州立大学电气计算机与能源工程学院	亚利桑那州，坦佩
Miriam Horn	美国环境保护基金会	纽约州，纽约
Gale Horst	美国电力科学研究院	田纳西州，诺克斯维尔
Régis Hourdouillie	爱立信公司	法国，巴黎
Zhenyu（Henry）Huang	美国西北太平洋国家实验室，巴特尔纪念研究所	华盛顿州，里奇兰德
Carroll Ivester	咨询顾问	佐治亚州，杰弗逊

（续）

姓　　名	所在机构	地　　址
Marco C. Janssen	UTInnovation 公司	荷兰，道文
Henry Jones	SmartSynch 公司	密西西比州，杰克逊
Mladen Kezunovic	德州农工大学电气与计算机工程系	德克萨斯州，大学城站
Chris King	西门子集团 eMeter 子公司	加利福尼亚州，圣马特奥
Neil Kirby	阿尔斯通电网公司	宾夕法尼亚州，费城
Soorya Kuloor	GRIDiant 集团	北卡罗来纳州，杜伦
Rajat Majumder	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Art Maria	AT&T 有限责任公司	华盛顿州，雷德蒙德
Paul E. Marken	通用电气能源公司数字能源部门	印第安纳州，哥伦比亚城
Christopher McCarthy	施恩禧电气有限公司	伊利诺伊州，芝加哥
John McDonald	通用电气能源公司数字能源部门	佐治亚州，亚特兰大
Bob McFetridge	贝克维斯电气公司	北卡罗来纳州，米德尔塞克斯
Mehrdad Mesbah	阿尔斯通电网公司	法国，马西
Joe Miller	地平线能源集团	伊利诺伊州，布卢明顿
Marita Mirzatuny	美国环境保护基金会	德克萨斯州，奥斯汀
Rita Mix	AT&T 有限责任公司	佐治亚州，亚特兰大
Salman Mohagheghi	科罗拉多矿业学院	科罗拉多州，古登
Rui Menezes de Moraes	巴西全国电力系统运营商	巴西，里约热内卢
Thomas Morris	密西西比州立大学电气与计算机工程系	密西西比州
Mirrasoul J. Mousavi	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Lauren Navarro	美国环境保护基金会	加利福尼亚州，萨克拉门托
Charles W. Newton	牛顿-埃文斯研究公司	马里兰州，埃利科特城
Reynaldo Nuqui	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Mica Odom	美国环境保护基金会	德克萨斯州，奥斯汀
Jiuping Pan	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Manu Parashar	阿尔斯通电网公司	华盛顿州，雷德蒙德
Michael Pesin	西雅图电力公司	华盛顿州，西雅图
Steve Pullins	地平线能源集团	田纳西州，马里维尔
Casey Quinn	NSG 工业解决方案有限责任公司	科罗拉多州，科林斯堡
Steven Radice	ABB 集团 Ventyx 子公司	佐治亚州，亚特兰大
V. R. Ramanan	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Bruce A. Renz	Renz 咨询有限责任公司	俄亥俄州，哥伦布
Dietmar Retzmann	德国西门子公司	德国，埃朗根
Greg Robinson	Xtensible Solutions 公司	佛罗里达州，卡纳维拉尔角
Julio Romero Agüero	量子技术公司	北卡罗来纳州，罗利

（续）

姓　　名	所 在 机 构	地　　址
Walter Sattinger	瑞士国家电网	瑞士，劳芬堡
James Stoupis	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Tim Taylor	ABB 公司 Ventyx 子公司	北卡罗来纳州，罗利
Matthew Thomson	斯特林信息系统公司	佐治亚州，马里塔
Jean-Charles Tournier	ABB 公司研发中心	北卡罗来纳州，罗利
Steve Turner	Beckwith 电力公司	佛罗里达州，拉哥
David M. Velazquez	佩科控股公司	华盛顿哥伦比亚特区
Aleksandar Vukojevic	通用电气能源公司数字能源部门	佐治亚州，亚特兰大
Matt Wakefield	美国电力科学研究院	田纳西州，诺克斯维尔
Paul Wilson	通用电气能源公司数字能源部门	加利福尼亚州，圣巴巴拉
Bartosz Wojszczyk	通用电气能源公司数字能源部门	佐治亚州，亚特兰大
Eric Woychik	埃创公司	加利福尼亚州，奥克兰
Alex Zheng	美国银泉智能电网公司	加利福尼亚州，雷德伍德城
Daniel Zimmerle	科罗拉多州立大学机械工程系	科罗拉多州，科林斯堡

目　　录

译者序
原书序
原书前言
致谢
本书作者
贡献者列表
第 1 章　电力行业概况 …………………… 1
1.1　美国：电力行业历史回顾 ………… 2
1.1.1　电气化和监管 …………………… 2
1.1.2　1965 年美国东北部停电事件 … 4
1.1.3　1973～1974 年能源危机 ……… 4
1.1.4　放松管制 ………………………… 5
1.1.5　2000～2001 年西部能源危机 … 7
1.1.6　2003 年东北部大停电 ………… 8
1.2　世界其他地区 ……………………… 9
1.2.1　西欧和东欧 ……………………… 9
1.2.2　拉丁美洲 ……………………… 10
1.2.3　中东和非洲 …………………… 10
1.2.4　亚太地区 ……………………… 10
1.3　电力监管体系 ……………………… 11
致谢 ………………………………………… 12
参考文献 …………………………………… 12
第 2 章　智能电网是什么？为什么现在提出？ …………………… 13
2.1　智能电网还是更加智能的电网？ … 13
2.2　智能电网的驱动力 ………………… 15
2.3　利益：不仅仅是商业上的论证 …… 16
2.3.1　电力公司的利益 ……………… 17
2.3.2　用户利益 ……………………… 18
2.3.2.1　实时信息和动态定价的节能效果 ……………… 19
2.3.2.2　削减高峰需求和扩展需求响应 ……………… 19
2.3.3　环境利益 ……………………… 21
2.3.4　提高可再生清洁能源的比重 … 23
2.3.5　电动汽车与电网的整合 …… 24
2.3.6　协同收益 ……………………… 25
2.4　美国电力行业面临的挑战 ……… 26
2.4.1　发电和能源结构的变化 …… 26
2.4.1.1　煤 ………………………… 26
2.4.1.2　天然气 …………………… 26
2.4.1.3　核能 ……………………… 27
2.4.1.4　燃油 ……………………… 27
2.4.1.5　可再生能源发电 ……… 27
2.4.1.6　储能技术 ……………… 28
2.4.1.7　用户需求管理 ………… 28
2.4.2　输电线路扩建 ………………… 28
2.4.3　新的需求 ……………………… 28
2.4.4　新技术带来的机遇 ………… 29
2.4.5　监管面临的挑战 …………… 29
2.5　联邦政府对美国智能电网的影响 … 29
2.5.1　2007 年能源独立与安全法案，第 XIII 编 ………………………… 29
2.5.2　2009 年美国复苏与再投资法案 ………………………………… 30
2.5.3　美国能源部 …………………… 31
2.5.3.1　智能电网示范项目和投资补贴 ……………… 31
2.5.3.2　智能电网工作组 ……… 32
2.5.3.3　电力咨询委员会 ……… 32
2.5.4　美国国家标准与技术研究院 … 33

2.5.4.1 智能电网互操作性工作组 …… 33
2.5.4.2 智能电网咨询委员会 …… 36
2.5.5 联邦能源管理委员会 …… 36
2.6 国际条约和非政府组织 …… 37
2.6.1 条约和谈判 …… 37
2.6.2 国家、地区的行动和先例 …… 39
2.6.2.1 亚洲/太平洋地区 …… 39
2.6.2.2 欧洲 …… 40
2.6.2.3 非洲/拉丁美洲 …… 41
2.6.3 非政府组织 …… 41
2.7 智能电网行业计划 …… 42
2.7.1 EPRI 的 IntelliGrid™理念 …… 42
2.7.2 EPRI 智能电网示范计划 …… 42
2.7.3 智能能源协会 …… 44
2.7.4 智能电网协会 …… 44
2.7.5 智能电网架构委员会 …… 44
2.7.6 国际电工委员会第 57 技术委员会 …… 45
2.7.7 IEC 智能电网战略小组（SG3） …… 46
2.7.8 英国低碳转型计划 …… 46
2.7.9 电力网络战略小组 …… 46
2.7.10 OFGEM 低碳网络基金 …… 46
2.7.11 欧洲可再生能源战略 …… 46
2.7.12 可持续电力和分布式发电中心 …… 47
2.7.13 智能电网信息交换中心 …… 47
2.8 智能电网的市场前景 …… 47
2.8.1 市场驱动力 …… 47
2.8.2 市场潜力 …… 49
2.8.3 智能电网和 IT 支出预测 …… 50
参考文献 …… 52
参考书目 …… 56
第 3 章 智能电网技术 …… 57
3.1 技术驱动力 …… 57
3.1.1 电网改造 …… 57
3.1.2 智能电网的特征 …… 58
3.1.3 智能电网技术框架 …… 62
3.2 智能能源 …… 67
3.2.1 可再生能源发电 …… 67
3.2.1.1 智能电网下的市场调控与驱动 …… 67
3.2.1.2 集中式发电与分布式发电 …… 69
3.2.1.3 可再生能源技术 …… 71
3.2.1.4 智能电网中的可再生能源需求 …… 74
3.2.2 储能系统 …… 74
3.2.2.1 储能技术在智能电网条件下的市场调控与驱动 …… 74
3.2.2.2 集中式与分布式储能系统 …… 77
3.2.2.3 储能技术 …… 79
3.2.3 电动汽车 …… 83
3.2.3.1 智能电网下的市场调控与驱动 …… 83
3.2.3.2 电动汽车技术 …… 84
3.2.3.3 电动汽车对电网的影响 …… 86
3.2.4 微网 …… 89
3.2.4.1 微网的定义 …… 90
3.2.4.2 发展微网的驱动力 …… 90
3.2.4.3 微网的收益 …… 91
3.2.4.4 微网的挑战与机遇 …… 92
3.2.4.5 微网试点工程 …… 92
3.2.4.6 微网的类型 …… 94
3.2.4.7 微网的架构 …… 95
3.2.5 新能源接入的挑战、收益及方案 …… 97
3.2.5.1 接入标准 …… 97
3.2.5.2 可再生能源接入的影响 …… 98
3.2.5.3 电动汽车接入的影响 …… 104
3.3 智能变电站 …… 109
3.3.1 保护、监测和控制设备（IED） …… 110
3.3.2 传感器 …… 110
3.3.3 监控与数据采集(SCADA) …… 111
3.3.3.1 主站 …… 111
3.3.3.2 远程终端设备 …… 112

3.3.4 变电站技术的进步 ………… 114
3.3.5 智能馈线应用平台 ………… 118
3.3.6 互操作性和IEC61850 ……… 119
3.3.6.1 过程层 …………………… 123
3.3.6.2 间隔层 …………………… 123
3.3.6.3 站层 ……………………… 123
3.3.6.4 IEC61850的优点 ……… 124
3.3.7 基于IEC61850的变电站设计 ………………………… 125
3.3.7.1 变电站设计模式的转变 …………………… 125
3.3.7.2 IEC61850变电站层次结构 …………………… 127
3.3.7.3 IEC61850变电站架构 … 129
3.3.7.4 基于站层总线的架构 … 129
3.3.7.5 站层和过程总线架构 … 131
3.3.8 变电站在智能电网中的角色 ………………………… 134
3.3.8.1 工程与设计 …………… 135
3.3.8.2 通信基础设施 ………… 135
3.3.8.3 运行与维护 …………… 136
3.3.8.4 企业集成 ……………… 136
3.3.8.5 试验与调试 …………… 136
3.4 输电系统 ………………………… 137
3.4.1 能量管理系统 ……………… 137
3.4.1.1 能量管理系统的历史 … 137
3.4.1.2 当前的能量管理系统技术 …………………… 138
3.4.1.3 智能电网能量管理系统的发展 ………………… 139
3.4.1.4 控制系统网络安全方面的考虑 ………………… 143
3.4.2 柔性交流输电和高压直流输电 ………………………… 150
3.4.2.1 电力系统的发展 ……… 151
3.4.2.2 柔性交流输电系统 …… 153
3.4.2.3 高压直流输电 ………… 161
3.4.3 广域监测、保护和控制（WAMPAC） ……………… 168
3.4.3.1 概述 …………………… 168
3.4.3.2 WAMPAC的技术驱动力及其优点 ……………… 171
3.4.3.3 智能电网中的WAMPAC需求 …………………… 171
3.4.3.4 主要的WAMPAC应用实例 …………………… 173
3.4.3.5 WAMPAC在智能电网中的角色 ………………… 183
3.4.4 输电系统在智能电网中的角色 ………………………… 189
3.5 配电系统 ………………………… 192
3.5.1 配电网管理系统 …………… 192
3.5.1.1 配电网SCADA ……… 192
3.5.1.2 配电网SCADA及控制的发展趋势 ……………… 193
3.5.1.3 配电网管理系统现状 … 195
3.5.1.4 配电网管理系统的发展趋势 …………………… 197
3.5.2 电压无功控制（VVC） …… 199
3.5.2.1 电力传输损耗 ………… 200
3.5.2.2 配电网的电压波动 …… 200
3.5.2.3 电压对负荷的影响 …… 201
3.5.2.4 VVC的动机、目的和效益 …………………… 202
3.5.2.5 变电站内的VVC装置 … 203
3.5.2.6 馈线上的VVC装置…… 207
3.5.2.7 VVC的实现 …………… 208
3.5.2.8 电压无功优化（VVO） … 214
3.5.3 故障监测、隔离和恢复供电（FDIR） ……………… 218
3.5.3.1 配电网系统故障 ……… 219
3.5.3.2 FDIR的驱动力、目标与益处 ………………… 219
3.5.3.3 FDIR设备……………… 220
3.5.3.4 FDIR的实现…………… 223
3.5.3.5 智能电网的可靠性要求 …………………… 230
3.5.4 停电管理（OMS） ………… 231
3.5.5 高效配电变压器 …………… 233
3.6 通信系统 ………………………… 235

3.6.1 通信：智能电网的关键条件 …… 235
3.6.2 智能电网通信需求 …… 236
3.6.2.1 高级计量体系中的通信技术 …… 236
3.6.2.2 智能电网运行的通信技术 …… 237
3.6.2.3 家庭局域网 …… 242
3.6.3 智能电网的无线网络解决方案 …… 243
3.6.3.1 蜂窝通信 …… 243
3.6.3.2 射频无线网状网络 …… 250
3.6.4 通信标准和协议 …… 251
3.6.4.1 IEC 61850 …… 252
3.6.4.2 DNP3 和 IEC 60870-5 …… 254
3.6.4.3 IEEE C37.118 …… 254
3.6.4.4 IEC 61968-9 和 MultiSpeak …… 254
3.6.4.5 ANSI C12.19、ANSI C12.18、ANSI C12.21 和 ANSI C12.22 …… 255
3.6.4.6 高可用性协议 …… 255
3.6.4.7 时间同步协议 …… 255
3.6.5 智能电网中的通信问题 …… 256
3.6.5.1 技术复杂性的处理 …… 256
3.6.5.2 遗留技术整合、转移和技术生命周期 …… 256
3.6.5.3 通信服务规划和演变趋势 …… 257
3.6.5.4 无线网络的网络安全 …… 258
3.6.5.5 管理和组织的挑战 …… 262
3.6.6 智能电网通信：集成路线图 …… 263
3.7 监视和诊断 …… 265
3.7.1 体系结构 …… 265
3.7.1.1 层次 1：就地层次 …… 266
3.7.1.2 层次 2：站/馈线层次 …… 267
3.7.1.3 层次 3：中央控制室层次 …… 268
3.7.2 无线传感器网络 …… 269
3.7.3 诊断 …… 270
3.7.4 未来的趋势 …… 272
3.8 地理空间技术 …… 272
3.8.1 技术路线图 …… 272
3.8.1.1 纸质地图的时代 …… 273
3.8.1.2 数字地图的出现 …… 274
3.8.1.3 从地图到地理空间信息系统 …… 275
3.8.1.4 在电力企业各层面的应用 …… 275
3.8.1.5 发展中国家地理空间技术的应用 …… 277
3.8.2 发展中的电网 …… 278
3.8.3 地理空间中的智能电网 …… 278
3.8.3.1 核心空间功能 …… 279
3.8.3.2 电网的规划和设计 …… 281
3.8.3.3 电网的运行和维护 …… 283
3.8.3.4 移动的地理空间信息技术 …… 284
3.8.3.5 吸引用户 …… 288
3.8.4 智能电网对地理空间技术的影响 …… 289
3.8.4.1 规模上的处理 …… 289
3.8.4.2 向实时化转变 …… 289
3.8.4.3 支持分散的用户 …… 290
3.8.4.4 可用性 …… 290
3.8.4.5 可视化 …… 291
3.8.4.6 相关标准 …… 292
3.8.4.7 数据质量 …… 292
3.8.4.8 更加开放：传感器和其他数据源 …… 293
3.8.4.9 更加封闭：出于安全性考虑 …… 293
3.8.4.10 更加封闭：出于私密性考虑 …… 294
3.8.5 未来的方向 …… 294
3.8.5.1 结构 …… 295
3.8.5.2 云计算 …… 295
3.8.5.3 新地理技术（neo-geo）的地位 …… 295

3.9　资产管理 …………………………… 296
3.9.1　资产管理的驱动力 ………… 297
3.9.1.1　安全性 ………………… 297
3.9.1.2　可靠性 ………………… 297
3.9.1.3　经济性 ………………… 298
3.9.1.4　监管体制 ……………… 298
3.9.2　资产利用优化 ……………… 298
3.9.3　资产管理的实施 …………… 300
3.9.4　当智能电网遭遇商业行为：电力运行部门眼中的资产管理 …………………… 301
3.9.4.1　资产状态监测 ………… 301
3.9.4.2　对劳动力更有效的管理 …………………… 304
3.9.4.3　电力部门资产管理应用实例 ……………… 313
3.9.5　当智能电网遭遇用户实际需求：用户眼中的资产管理 ……… 315
3.9.5.1　现场发电 ……………… 315
3.9.5.2　能量需求及消费的管理 …………………… 316
3.9.6　集中化数据驱动的资产管理 …………………………… 317
3.9.6.1　数据采集 ……………… 317
3.9.6.2　数据集成及分析 ……… 318
3.9.6.3　基于数据的决策 ……… 318
3.9.6.4　决策的实施 …………… 319
3.9.7　资产管理与地理空间信息的整合 ……………………… 319
3.9.8　智能电网背景下的先进资产管理技术 ……………… 320
3.10　智能电表及高级计量体系（AMI） ………………………… 326
3.10.1　电表的演化过程 ………… 327
3.10.2　电表读数方法的演化过程 … 330
3.10.3　建设高级计量体系的驱动力及所带来的效益 ………… 331
3.10.4　高级计量体系的通信协议、标准及典型方案 ………… 332
3.10.4.1　ANSI C12.18 及 C12.19 ……………… 332
3.10.4.2　IEC 61968-9：通用信息模型……………… 333
3.10.4.3　IEC 62056 DLMS-COSEM 标准…………………… 333
3.10.4.4　北美电力可靠性委员会：关键设施继电保护安全性需求书………… 333
3.10.4.5　美国国家标准技术局…………………… 334
3.10.4.6　智能能源规范………… 334
3.10.4.7　通用信息模型………… 334
3.10.4.8　802.16e ……………… 334
3.10.5　高级计量体系的安全性 … 334
3.10.5.1　高级计量体系的安全战略…………………… 334
3.10.5.2　高级计量体系的安全性需求………………… 335
3.10.5.3　高级计量体系安全性方面所面对的威胁…… 336
3.10.5.4　高级计量体系的实用安全性规范…………… 336
3.10.6　智能电网中的高级计量体系需求 ………………… 337
3.10.6.1　计量数据的读取……… 337
3.10.6.2　内部设备的管理……… 337
3.10.6.3　远程配置……………… 337
3.10.6.4　固件升级……………… 337
3.10.6.5　时钟同步……………… 337
3.10.6.6　确保本地访问………… 337
3.10.6.7　试验和诊断…………… 337
3.10.6.8　其他功能……………… 337
3.10.6.9　对用户用电界面的支持…………………… 337
3.10.6.10　与电力企业应用系统的集成 ……………… 338
3.11　需求侧管理 …………………… 339
3.11.1　需求侧管理的机制 ……… 340
3.11.2　用户用电模式和用电行为 … 342
3.11.3　电能的节约和推迟利用 … 344

3.11.4 供电侧的功率平衡 ……… 347
3.11.5 用电侧的功率平衡 ……… 348
3.11.6 电力企业和用户之间的互动 ……………………… 349
3.11.7 需求侧管理的价值 ……… 350
3.11.8 智能电网对需求侧管理的技术支持 ………………… 354
3.11.8.1 超越“削峰填谷” … 356
3.11.8.2 电力企业的需求响应管理…………………… 358
3.11.8.3 提高用户参与需求侧管理能力的措施……… 367
3.12 智能电网的技术整合及企业级应用集成 ……………………… 372
3.12.1 应用系统集成后的协同作用 ……………………… 372
3.12.2 技术整合实例 …………… 375
3.12.2.1 配电网运行应用系统的集成………………… 375
3.12.2.2 高级计量体系与配电网运行应用环境的集成………………… 379
3.12.2.3 利用多种智能电网技术的停电管理……… 381
3.12.2.4 劳动力资源管理、资产管理和电网管理系统的集成………………… 382
3.12.3 企业级集成 ……………… 385
3.12.4 数据集成与应用程序集成的对比 ……………………… 386
3.12.5 企业服务总线 …………… 387
3.12.6 服务导向架构 …………… 387
3.12.7 企业信息管理 …………… 387
3.12.7.1 构建企业信息管理框架…………………… 388
3.12.7.2 企业语义模型的角色…………………… 390
3.12.7.3 ESM 的架构 ………… 393
3.12.7.4 ESM 的信息源 ……… 394
3.12.7.5 EIM 总体规划的建立和部署………………… 395
3.12.7.6 EIM 带来的效益……… 395
3.12.7.7 运行技术系统和信息技术系统的集成……… 396
3.13 高级智能电网应用中的高性能计算 ………………………… 402
3.13.1 智能电网中的计算挑战 … 403
3.13.1.1 数据的复杂性………… 404
3.13.1.2 模型的复杂性………… 406
3.13.1.3 计算的复杂性………… 407
3.13.2 高性能计算对现有功能的改进 ……………………… 409
3.13.2.1 并行状态估计………… 409
3.13.2.2 并行静态安全分析…… 409
3.13.3 高性能运算带来的新功能 … 414
3.13.3.1 动态状态估计………… 414
3.13.3.2 实时的线路容量计算…………………… 417
3.13.4 智能电网中的高性能计算 ……………………… 419
3.14 网络安全技术 …………………… 420
3.14.1 安全的定义 ……………… 420
3.14.1.1 机密性………………… 420
3.14.1.2 完整性………………… 421
3.14.1.3 可用性………………… 421
3.14.1.4 可控性………………… 422
3.14.1.5 真实性………………… 422
3.14.1.6 实用性………………… 422
3.14.2 通信模型 ………………… 423
3.14.3 安全功能 ………………… 424
3.14.3.1 分层化安全模型……… 424
3.14.3.2 身份认证……………… 425
3.14.3.3 授权…………………… 426
3.14.3.4 审查…………………… 426
3.14.3.5 密钥管理……………… 426
3.14.3.6 消息完整性…………… 427
3.14.3.7 网络完整性…………… 427
3.14.3.8 系统完整性…………… 428
3.14.4 安全威胁 ………………… 428
3.14.4.1 人为因素……………… 428

3.14.4.2　处理过程…………………… 429
3.14.4.3　相关技术…………………… 429
3.14.5　智能电网中的网络安全　… 433
3.14.5.1　身份认证与授权服务……………………… 433
3.14.5.2　证书服务…………………… 434
3.14.5.3　网络安全服务……………… 435
3.15　智能电网的标准化工作　……… 436
3.15.1　关于标准和技术的简介　… 436
3.15.2　标准制定组织　………………… 439
3.15.2.1　关注智能电网标准的典型 SDO 工作组简介……………………… 440
3.15.3　行业联盟　…………………… 440
3.15.3.1　智能电网行业联盟实例……………………… 441
3.15.4　用户组　……………………… 441
3.15.5　智能电网标准的评估　…… 441
3.15.6　智能电网标准的需求差异分析和建设任务的分解　… 443
3.15.6.1　发电方面的技术标准……………………… 444
3.15.6.2　输电方面的技术标准……………………… 444
3.15.6.3　配电方面的技术标准……………………… 445
3.15.6.4　AMI 通信技术方面的技术标准………………… 446
3.15.6.5　用户方面的技术标准……………………… 446
3.15.6.6　企业级集成方面的技术标准………………… 447
3.15.6.7　NERC 的 CIP 标准 …… 447
3.15.7　超越标准化　………………… 448
3.15.8　关键问题　…………………… 449
3.15.8.1　先进技术的部署仍未完全研究成功………… 449
3.15.8.2　小型电力企业缺乏市场推动力…………… 450
3.15.8.3　在互操作性方面存在弱点……………………… 450
3.15.8.4　企业应用集成方面的问题……………………… 451
3.15.8.5　缺乏标准的配电局域网，尤其是无线网状网络和电力线宽带网络……… 451
3.15.8.6　过多的家庭局域网标准……………………… 453
3.15.8.7　电力企业与用户间关口的确定…………… 454
3.15.8.8　通用信息模型………… 454
3.15.8.9　历史遗留的输配电自动化系统…………… 454
3.15.8.10　设备孤立时经济性差，设备整合时初期投资需求高　……………… 454
3.15.8.11　不同业务的融合　…… 455
3.15.8.12　整体安全性的实现　… 456
3.15.9　最佳实践　……………………… 456
3.15.10　立法和监管　……………… 457
3.15.11　智能电网标准的进一步发展　………………………… 458
缩略语表　………………………………… 461
附录　相关技术列表　……………… 465
参考文献　………………………………… 467
参考书目　………………………………… 474
第 4 章　智能电网的发展障碍及成功的关键因素 ……………… 478
4.1　电力企业的组织和业务流程转型　……………………………… 480
4.2　运行技术和信息技术的融合　…… 482
4.3　综合系统方法　…………………… 483
4.4　网络安全　………………………… 484
4.5　数据隐私　………………………… 485
4.5.1　美国电网安全　……………… 486
4.6　利益实现　………………………… 486
4.7　绩效目标和进度衡量　………… 491
4.8　技术投资和创新　……………… 491
4.9　用户参与和自主控制权　……… 492

4.10 供应伙伴 …… 494
4.11 标准的制定、协调和加速发展 …… 494
4.12 政策和监管 …… 497
4.12.1 政策措施实例 …… 501
4.12.1.1 欧盟的气候和能源方案 20-20-20 …… 501
4.12.1.2 美国的 EISA 和 ACES …… 501
4.12.1.3 英国的监管审查政策 …… 502
4.13 行业知识和技能 …… 502
4.13.1 美国劳动力供应减少 …… 503
4.14 知识和未来教育 …… 504
4.14.1 未来学习的形式和目标 …… 507
4.14.2 知识构建计划实例：英国电力学会 …… 508
参考文献 …… 509
第5章 全球智能电网计划 …… 511
5.1 智能电网投资 …… 511
5.2 澳大利亚 …… 514
5.2.1 领导机构 …… 514
5.2.2 项目实例 …… 514
5.2.3 国家驱动力和利益 …… 514
5.2.4 规模 …… 514
5.3 加拿大 …… 514
5.3.1 领导机构 …… 514
5.3.2 项目分类/技术 …… 514
5.3.3 项目实例 …… 515
5.3.4 地区驱动力和利益 …… 515
5.3.5 国家驱动力和利益 …… 516
5.3.6 规模 …… 516
5.4 中国 …… 516
5.4.1 领导机构 …… 516
5.4.2 项目分类/技术 …… 516
5.4.3 项目实例 …… 517
5.4.4 地区驱动力和利益 …… 517
5.4.5 国家驱动力和利益 …… 517
5.4.6 规模 …… 517
5.5 欧洲 …… 518
5.5.1 领导机构 …… 518
5.5.2 项目分类/技术 …… 518
5.5.3 项目实例 …… 518
5.5.4 地区驱动力和利益 …… 518
5.5.5 国家驱动力和利益 …… 518
5.5.6 规模 …… 518
5.6 印度 …… 519
5.6.1 领导机构 …… 519
5.6.2 项目实例 …… 519
5.6.3 国家驱动力和利益 …… 519
5.6.4 规模 …… 519
5.7 日本 …… 519
5.7.1 领导机构 …… 519
5.7.2 项目实例 …… 519
5.7.3 国家驱动力和利益 …… 519
5.7.4 规模 …… 520
5.8 韩国 …… 520
5.8.1 领导机构 …… 520
5.8.2 项目实例 …… 520
5.8.3 国家驱动力和利益 …… 520
5.8.4 规模 …… 520
5.9 拉丁美洲 …… 520
5.9.1 领导机构 …… 520
5.9.2 项目分类/技术 …… 520
5.9.3 项目实例 …… 520
5.9.4 地区驱动力和利益 …… 521
5.9.5 国家驱动力和利益 …… 521
5.9.6 规模 …… 521
5.10 美国 …… 521
5.10.1 领导机构 …… 521
5.10.2 项目分类/技术 …… 521
5.10.3 项目实例 …… 522
5.10.4 地区驱动力和利益 …… 522
5.10.5 国家驱动力和利益 …… 522
5.10.6 规模 …… 523
5.11 其他国家和地区 …… 523
5.11.1 领导机构 …… 523
5.11.2 项目分类/技术 …… 523
5.11.3 项目实例 …… 523
5.11.4 地区驱动力和利益 …… 523

5.11.5　国家驱动力和利益 ……… 524
5.11.6　规模 ………………………… 524
5.12　全球合作与发展 ……………… 524
5.12.1　美国、加拿大、爱尔兰、法国、澳大利亚和日本 ………… 524
5.12.1.1　领导机构 ……………… 524
5.12.1.2　项目分类/技术 ……… 524
5.12.1.3　项目实例 ……………… 524
5.12.1.4　地区驱动力和利益 …… 524
5.12.1.5　国家驱动力和利益 …… 525
5.12.1.6　规模 …………………… 525
5.13　总结 ……………………………… 525
参考文献 ……………………………… 526
参考书目 ……………………………… 526
第6章　智能电网：未来之路在何方? ……………… 527
6.1　未来几年 ………………………… 527
6.2　市场驱动力和促进因素 ………… 529
6.2.1　技术创新 ……………………… 530
6.2.2　政策和监管重点及电力市场的作用 ……………………… 532
6.2.3　经济增长和全球电力市场的变化 …………………………… 533
6.3　是一时的时尚还是彻底失败，或终将功成名就? ……………… 536
参考文献 ……………………………… 537

第1章　电力行业概况

Stuart Borlase，Tim Heidel，Charles W. Newton

电力工业在19世纪末刚刚出现的时候，采用的是中心电站为邻近用户供电的方式。那时的发电和配电都是局部的、小范围的，还没有出现长距离输电，对服务的要求更多表现在尽可能增大配电网的供电范围。后来，原本相互孤立的电力系统逐渐互连起来。除了下面列出的一些变化之外，电网基本的运行结构如今依然保持不变：

1）由大容量发电机组发出电能㊀并通过高电压等级将电能输出；

2）将用于远距离输电的输电线路互连起来；

3）在配电变电站中将远方送来的电能进行降压㊁；

4）配电变电站在相对较短的距离内将电能传递给容量更小的下一级变压器，这些变压器进一步将电压降至安全的、适合家庭和商业用户使用的电压等级。

图1.1展示了电网的各个组成部分，分别为：①发电厂；②升压变电站；③输电线路；④配电（降压）变电站；⑤配电线路/配电变压器；⑥终端用户。

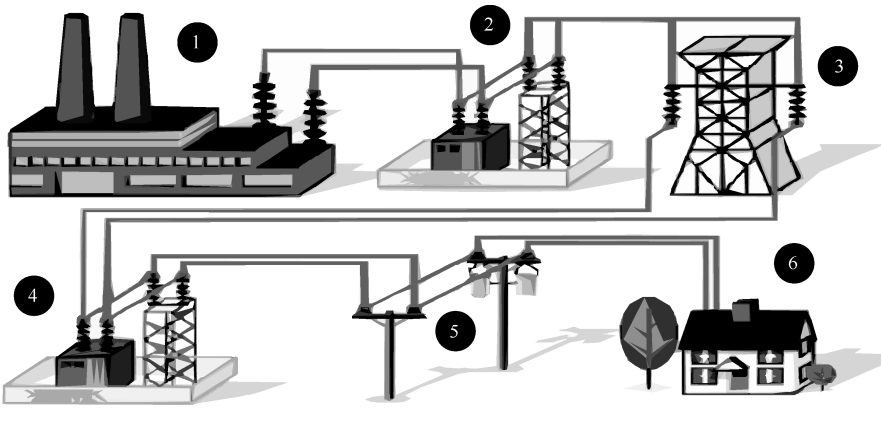


图1.1　电力设施连接示意图（由爱达荷州立大学电力企业高管培训课程顾问委员会提供）

㊀ 大容量发电机组的发电机理大多是类似的：使用某种形式的能量驱动连接在发电机上的涡轮机来发电，用于驱动涡轮机的能量形式可以来自水、风、水蒸气或热气。可以利用核裂变反应或燃烧诸如煤之类化石燃料来加热水变成水蒸气，热气需要烧油或天然气。联合循环发电厂则同时使用热气和蒸气，通常是在燃气轮机里燃烧天然气，然后利用余热产生水蒸气为蒸汽轮机提供动力。

㊁ 高压输电线路运行的交流电压在110kV～1200kV之间，最终要将其降至110/220V供居民使用。输电过程中使用的电压越高，相应的电能损耗就越少，目前美国电网的线损大概在7%左右。如果在直流输电下所减少的能量损失可以抵消线路终端换流站的建设投资，则直流输电将更适合于远距离输电。

虽然一直以来电网基本的运行结构几乎保持不变，但是电网规划和运行的实践以及电力行业的监管架构已经发生了本质变化。电力行业的历史，特别对于美国而言，实际上就是一部由少量重大事件和其引发的监管措施构成的大事年表。

尽管目前世界上已经大约有 48 亿人可以使用电能，但仍然有超过 18 亿人处于无法或非常有限地使用电能的“黑暗”状态。在为国民提供电力供应方面，发展中国家仍然很落后。全世界已经有超过 16 亿台电表安装在终端用户侧（住宅、公寓、商业机构、工业场地和工厂），这些电表测得的用电量每年可为全球电力行业带来一万亿美元的收入。

本章旨在对后面我们要重点介绍的技术性章节的背景做一梳理。为了全面理解电力行业在未来几十年内即将面临的新挑战和新机遇，需要我们深入理解塑造了电力行业历史的各项因素。现有监管构架也会对未来智能电网的发展产生根本性的影响。电网是一个庞大而复杂的系统，其运行涉及社会、经济、监管和政治等多个方面，这些因素直接影响到对智能电网的理解、接受度以及智能电网的最终发展。

1.1　美国：电力行业历史回顾

当前美国电力行业中存在着各种各样的行业和监管结构，极其散乱。之所以会出现这种各自为政的状态，很大程度上是由美国电力行业的发展历史和不断演化的监管体系造成的。当前，美国有 3100 多家供电公司，包括投资者所有制公司、市属公司、合作型公司以及联邦和州属公司。这些公司共同为 50 个州、3 个联营地区和 8 个不同的“可靠性地区”供电，拥有超过 16 万 mile㊀的高压输电线路、6 万个输配电变电站和总长数百万英里的配电线路。这个庞大而错综复杂的网络为超过 1.42 亿户居民、商业、工业和政府用户供应电力[1]。

1.1.1　电气化和监管

19 世纪晚期电力刚开始为人类所用时，是由一些比较小型的中心电站向附近用户直接供电。最初阶段的发电和配电都是高度本地化的。但是，对电力服务需求的增长非常迅速，从而导致配电网络越来越庞大。技术的快速进步也使得电力在生产和传输两方面都获得了长足的发展。此前互相孤立的系统被连接成了一个整体。最终在 20 世纪 20 年代末，局部系统的互连带来了整个电力行业的深度整合。

将这些曾经孤立的系统连接在一起，其后果有利有弊。最大的好处是发出来的电可以输送给多个配电网络。因为发电厂具有显著的规模经济效应，所以这会使得发电成本更加低廉。系统运行的可靠性也得到提高。这是因为联网后，如果某个局部发电机出了问题，其影响可以被网内其他发电机所抵消，而用户甚至都不知道电网内发生了故障。无论是以前还是现在，绝大多数时间里电网就是这样运行的。但是，配电网络的互联也会使得电力公司不得不面对数英里之外发生的事故带来的风险㊁。

㊀ 1mile = 1609.344m。——译者注

㊁ 意指若电网没有互联，则孤立电网的故障只会影响本电网，而电网互联后，某一局部电网的故障可能影响与其相连的所有部分。——译者注。

这种整合导致一小部分控股公司把持了美国电力市场超过 80% 的份额。尽管早在 1907 年，电力公司就已经处于州政府的监管之下，但是各州公用事业委员会（PUC）[一] 没有管制跨州控股公司的行为，或只执行了一些有限的管制。这些控股公司常常具有极高的杠杆率[二]，经常引发金融事故。此外，一些控股公司本质上是以"金字塔骗局[三]"的方式在运作，资源从底层电力公司集中到顶层的母公司，一小部分大投资者获利，却让电力用户和小投资者为之付出代价。对于电力这样对经济至关重要的服务，按这种模式是无法持续发展的。1929 年证券市场大崩溃之后，20 世纪 30 年代出现了一波立法改革浪潮，这个问题也在那时得到了处理。

特别需要提到的是 1935 年的《公用事业控股公司法案》（PUHCA），该法案对电力行业结构产生了巨大的影响。总体而言，此项立法主要有以下几方面措施：

1）拆分具有行业支配地位的大型控股公司；

2）授予联邦电力委员会（现联邦能源管理委员会的前身）[四]管辖跨州活动的权力，例如电力输送和电力批发价格；

3）授予证券交易委员会（SEC）更多监管控股公司的权力，这是各州 PUC 所没有的权力。

为了应对 20 世纪 20 年代金字塔骗局中出现的交叉补贴现象[五]，PUHCA 要求新的成本核算要考虑复杂性，这一规定还一直保留至今。PUHCA 的监管使得大部分投资者所有制电力公司[六]的母公司都是美国公司，而且股份集中在此行业（即非跨行业的混合联合企业）。PUHCA 的监管还造成大部分并购发生在地理位置比较接近的企业之间。简而言之，相较外来投机者而言，政策制定者们更喜欢将电力行业交给本地电力企业来经营，这项立法有助于该目标的实现。

这是一个伟大的计划，尽管也存在着一些瑕疵。其中一项不足之处是，外部世界在不断发展变化，而 PUHCA 却束缚了电力公司的适应能力。例如，在监管限制下，电力公司无法通过多样化经营来减少运行风险。PUHCA 还阻碍了许多并购交易；为了购

[一] PUC 是对州级管理机构的一个统称，各州管理机构可能有不同的具体名称。

[二] 通过大量借债来获得经营所需的资金。

[三] 金字塔骗局的运作规则是用后一批投资者存入的资金，支付给前一批投资者作为投资的利润，以此循环往复。为了吸引更多的投资者，"投资公司"必须不断提高利润水平。当参加者人数达到饱和点，不再增加时，整个"计划"就土崩瓦解了。来自百度百科。——译者注

[四] 联邦能源管理委员会（FERC）是能源部的一个独立监管机构。根据其近来大部分战略计划来看，它最优先发展的目标依然是州际和全国性事务：①促进能源基础设施发展；②支持竞争性市场；③防止市场操控。目前，FERC 由五个总统任命的委员组成，任期为五年，其中一个被总统任命为委员长。同一个政党的委员人数不能超过三个，FERC 的决策无须经过总统或国会的审核。

[五] 利用一家企业的资产和资源来资助另一家企业。

[六] 美国绝大部分用户是由投资者所有制电力公司提供服务的。除了投资者所有制电力公司，还有公共所有制电力公司。公共所有制电力公司一般又可分为"市办型"（城市所有）和"合作型"（用户所有），后者主要为农村地区提供服务。

买这个行业中的公司的股份，非能源企业必须对自己的商业模式进行全面改造（剥离非能源业务），并接受更加严格的监管。

1.1.2 1965 年美国东北部停电事件

1935～1965 年期间，美国电力行业的发展相对稳定，没有发生重大事件。此时，输电线路互连已经非常普遍，美国大陆地区几乎不再有孤立的电力系统。这种互连电网由北美电力系统互连委员会（NAPSIC）和地区可靠性委员会㊀进行监管。北美电力系统互连委员会成立于 20 世纪 60 年代早期，旨在促进对全美输电系统的有效监管。

然而 1965 年 11 月 9 日发生的一系列事件——一次并不严重的电涌、系统保护组件配置不当和极寒天气造成的高峰用电——引发了一起大规模级联停电事故，影响到了纽约州、新泽西州、新英格兰和安大略地区的 2500 万居民。对这次事故及其成因的调查发现，对美国输电系统进行有效监管的目标并没有实现——虽然各地电力系统已经基本上都连在了一起，但对如何连接以及连接后的运行却没有合理规划。也就是说，虽然邻近电力公司服务的可靠性会受到彼此影响，但其运行标准和规程、系统保护方案以及修复操作却依然是各自独立发展的。为了回应民众对停电事件的强烈抗议，美国在《1967 年电力可靠性法案》中制定了更具体的监管措施。

该法案还增强了对电力行业的外部审查。北美电力可靠性委员会（NERC）成立于 1968 年 6 月 1 日，是 NAPSIC 的后继机构，其宗旨是用统一的公共政策和规程来推动电力公司提供可靠、充足和安全的电力供应。此外，《1967 年电力可靠性法案》推动了大型能量管理系统（EMS）和 SCADA 系统的发展。能量管理系统可以帮助电力公司对输电网进行有效而可靠的远程监控，SCADA 系统则用于配电网的远程监控㊁。

1.1.3 1973～1974 年能源危机

1973 年和 1974 年的阿拉伯石油禁运使美国经济陷入衰退，同时引起了美国对节能和可再生能源前所未有的兴趣。用户用电的实际㊂成本上升，这是对平均零售电价进行跟踪以来的第一次。按照名义㊃价格来计算的话，从 1973 年开始到 20 世纪 70 年代末，电费几乎翻了一番。对此，许多电力公司将营销重点从促进消费转向节能——通过向居民和商业用户提供资助，推动对家庭隔热的投资、更高效的取暖和空调设备的采用以及其他节能措施的实施。此外，联邦政府还制定了公用事业管制政策法（PURPA），以促进发电技术提高效率，鼓励更多企业进入发电市场。

作为 1978 年国家能源法案的一部分，PURPA 出台措施鼓励非公用事业企业（例如

㊀ 在美国大陆地区和加拿大，地区可靠性委员会如今仍然存在，例如东北电力协调委员会（NPCC）、德州电力可靠性协会（ERCOT）和西部电力协调委员会（WECC）。

㊁ 原文如此。事实上现代电力系统中配电网往往有专门的能量管理系统（DMS），而输电网和配电网中都有 SCADA 系统。——译者注

㊂ 消除通货膨胀影响后的净值。

㊃ 包括通货膨胀。

化工厂、造纸厂等）发电，并要求电力公司必须收购这些电。为了让这些非公用事业企业有足够动力进行必要的前期投资，将一些风险转嫁给了电力公司（最终转嫁给了用户）。风险转移方式是签署购电合同，这些合同往往是长期的。20 世纪 80 年代石油价格下降，这些废热发电合同成了拖累电力公司盈利水平的一个大包袱，还阻碍了 PURPA 想促进的能源效率提升。后来，许多电力公司以 PURPA 为例来说明，要促进电力行业效率提高，需要减少监管，而非增加监管。

1.1.4　放松管制

美国放松电力行业管制的第一次重大尝试是《1992 年能源政策法案》，该法案试图通过批发市场[㊀]竞争来推动行业效率提升。由于 20 世纪 80 年代航空业管制放松带动了机票价格的下降，所以人们相信如果输电公司从发电公司购买电力的价格由自由市场决定，那么最终会带动终端用户的用电价格下降。当时，有许多经济学家论证说，电能本身不具备自然垄断的特征，电力输送方式才是自然垄断，而发电则不是。人们相信，如果让发电厂互相竞争，那么最有效率的发电方式将会占据优势地位，电价将会比各州监管者设定的价格还要低。

政策制定者和监管者意识到新兴电力市场存在漏洞——一小部分人能够操纵规则、钻空子，为自己谋利，损害到多数人的利益。众所周知，如果能够控制输电设施，例如连接发电厂和用户的高压线路，就可以扼杀竞争。基于这方面的考虑，FERC 被授权可以强制规定电力公司提供输电网络接入，以防止其通过拒绝外部电力接入输电“高速公路”来阻止竞争。政策制定者也清楚输电相关信息具有重要价值，因此设立了运行标准，以确保所有市场竞争者能同时[㊁]得到同样的信息，并避免信息从电力行业的被监管侧流入到未被监管侧，这些信息会给电力生产企业带来巨大的竞争优势。

FERC 高度依赖独立系统运营商（ISO）和地区输电运营商（RTO）[㊂]来确保电力批发市场的有效运行。ISO 和 RTO 负责管理输电设施，这类设施一般由一家电力公司所拥有，但对其他一些电力公司也是至关重要的。20 世纪 90 年代末期，美国很多州和地区都设立了 ISO 和 RTO，包括加利福尼亚州、德克萨斯州、纽约州、新英格兰地区、中大西洋地区和中西部地区，具体情况如图 1.2 所示。如果 FERC 的权力足够大，那么为了市场效率，它会让独立机构（如 ISO 和 RTO）来管理和运营所有输电设施。但是 FERC 从未有过这样的权力。并非所有州的 PUC 和电力公司都认为由独立机构管理输电设施能够最大化自身利益。因此，RTO 和 ISO 只管理了全美大约三分之二的用电量（见图 1.2）。

㊀ 批发市场是电网运营商根据当下或长期系统负荷水平进行大批量电力买卖的场所；而零售市场是电力终端用户选择供应商的场所，美国一些州在 20 世纪 90 年代放松了对零售市场的管制。

㊁ 通过开放访问实时信息系统（OASIS）实现的。

㊂ 美国的 ISO 和 RTO 包括加利福尼亚 ISO（CAISO）、德克萨斯电力可靠性委员会（ERCOT）、中西部 ISO（MISO）、纽约 ISO（NY ISO）、新英格兰 RTO、PJM 电力联营体（PJM）和西南电力联营体（SPP）。一些机构与地区可靠性委员会重合。

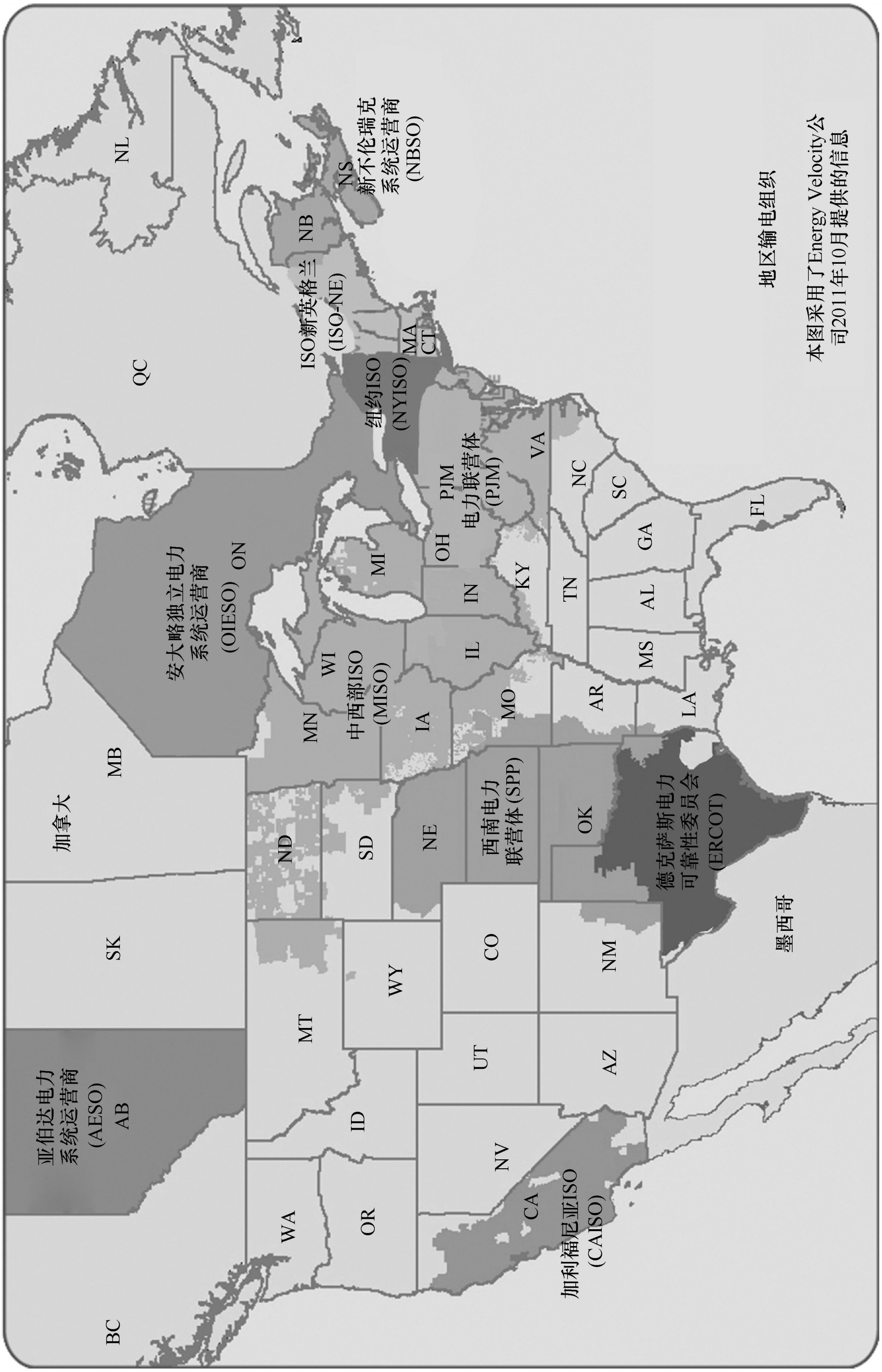


图1.2 地区输电组织（来自FERC，位于华盛顿哥伦比亚特区）

行业重整有利有弊。例如，在 PJM 市场和德克萨斯州，普遍认为放松管制非常成功。而如下文所述，在加利福尼亚州，放松管制则被视作是一个大灾难，至少就刚开始的几年而言是如此。一般认为，这些案例成败的关键常常在于市场设计的具体细节。

1.1.5　2000 ~ 2001 年西部能源危机

说到底，我根本不在意你们这些疯子在加利福尼亚州干什么，因为我手下的那些聪明人总能找到赚钱的方法。——Enron 公司 CEO Ken 对加利福尼亚州电力局局长说（2000 年）

我接手了这个能源管制放松计划，它使我们听任大型能源企业的摆布，我们却得不到联邦政府的帮助。事实上，在我和 Enron 以及其他能源公司进行抗争的时候，这些公司正在跟副总统切尼一起共同起草一项国家能源战略。——加利福尼亚州州长 Gray Davis（2003 年）

1996 年 9 月 23 日，一项放松电力市场管制的法案在加利福尼亚州州议会获得全票通过。这项立法要求投资者所有制的电力公司（即北方的太平洋天然气与电力公司、南方的南加利福尼亚爱迪生公司以及圣地亚哥天然气和电力公司）将其发电业务剥离。发电厂被出售给独立发电商（例如 Enron 公司、Mirant 能源公司、Reliant 公司、Williams 公司、Dynegy 能源公司、AES 公司等），然后受管制的电力公司向这些独立发电商购电并输送给居民和商业用户。

电力公司最关注的问题是在新法规下他们的搁浅资产将如何处理，这里所说的搁浅资产指的是电力公司之前投入的资本在新的法规下将无法回收。为了换取资产回收权，电力公司同意设置零售价格上限。尽管电力公司的购电价格会随着市场变化，但其能够转嫁给用户的部分却被限制住了。一些不合理法律的不良影响需要几十年时间才会被发现。而加利福尼亚州的这项法律，还没到 5 年时间其恶劣影响就暴露无遗。

1998 年 4 月电力现货市场开始运营。2000 年 5 月取消了批发价格上限，然而零售价格上限依然存在。2000 年 5 月能源价格开始上涨。第一次轮流停电从 2000 年 6 月持续到 2001 年 5 月底，其中 3 月中旬有 2 天时间，停电影响到了 150 万用户。2001 年 1 月加利福尼亚州州长宣布进入紧急状态，州政府不得不出手干预，按市场价格向这些电力公司（实际上已由于不断上升的批发价格和零售价格上限而破产）购电，并依照其长期债务水平给予资助。太平洋天然气与电力公司于 2001 年 4 月申请破产，南加利福尼亚爱迪生公司也几乎破产。为了应对这场危机，这两家公司又额外借了 200 亿美元，其信用等级⊖被降为垃圾级。直到 2003 年 11 月 13 日，紧急状态才解除。

在西部能源危机发生的当时，对导致其发生的关键原因众说纷纭。现在回顾来看，可以说是以下多项因素联合作用造成的：

1）天气：当时的天气炎热而干旱。那一年是美国西北太平洋地区历史上水力发电量最少的一年，导致供电减少；而大部分西部地区又出现了罕见高温天气，使电力需求增加；同时干旱引发的大火破坏了重要输电线路。

⊖ 第三方对公司偿债能力的评估。

2）容量：1993～1999年期间，加利福尼亚州的高峰负荷需求增长超过了15%，而供电容量却几乎没有增加。另外，输电线路容量限制了地区内调配电力的能力。

3）市场设计存在缺陷：电力公司为了减少能源供应波动，采取了一系列措施，其中最为人熟知的是固定价格（又称为对冲）的长期电力合同。2000年夏季期间，加利福尼亚州的电力公司所购电量中仅有50%进行了对冲，而与之形成对比的是，PJM市场上的电力公司所购电量中有85%～90%进行了对冲。市场规则迫使加利福尼亚州的电力公司过度依赖内在风险较高的现货市场（即“当天价格”）以满足其需求。

4）企业不当行为：一些公司利用了放松管制市场中存在的缺陷，其中最出名的是Enron公司。最常见的一种手段是通过限制供给来抬高价格。电力趸售公司的商业模式往往将企业经营的重心放在高峰需求日以及利用调峰机组⊖满足高峰需求的能力上，这是其盈利的关键因素。而Enron公司的商业模式是：以临时维修为借口，关闭一些发电厂来创造高峰需求日，然后以高昂的价格将其剩余容量向市场出售，满足垄断市场的需求。

5）监管失灵：如今看来，很明显加利福尼亚州和FERC的看法不一致。加利福尼亚州立法机关认为，FERC应该防止州外利益方操纵本州电力市场。而FERC则认为，其提倡的批发市场不需要过多的监管就可以防止市场被操纵。

虽然这次事故被认定为是一个州内或地区性危机，但这一系列事件的影响却远远超出了加利福尼亚州与西部地区，波及整个电力行业。而这个行业过去一直是比较稳定的，统计数据可以说明这一点。但这里有一组特别引人注目的统计数据，显示了电力行业在新世纪最初几年内的状况：从2000～2002年这3年间，电力企业信用评级上升的有65家，而与之形成对比的是，信用评级下降的有342家。

20世纪90年代末出现了放松市场监管的趋势，但加利福尼亚州的这次危机大大减缓了这个势头。在接下来的几年里，一些地区公开提出要恢复传统行业监管模式（尽管没有地区真正实行），并且不再成立新的ISO和RTO。在过去10年里，FERC一再重申支持批发市场竞争，那些市场组织良好的地区也一直在不断改进其市场设计。然而，如今拥有良好批发市场的地区的用电量仅占全美用电量的2/3。

美国是否以及何时会进一步放松对电力行业的监管，至今还没有明确答案。如今美国电力行业仍然只有局部地区放松了监管。虽然许多电力公司继续在参与批发和零售市场，但是Enron公司的失败在很多人心中仍记忆犹新，这抑制了对进一步放松监管的热情。尽管美国西部能源危机只涉及批发市场，与零售市场毫无关系，但公众并不了解其中差别，这对现有或拟议的监管制度改革影响很大。电力行业仍处于部分整合状态，并购活动的发展速度远低于预期。

1.1.6　2003年东北部大停电

2003年8月14日，离加利福尼亚州电力危机过去还没几年，就又发生了一起大规模停电事故，影响到密歇根、印第安纳、俄亥俄、宾夕法尼亚、马里兰、纽约、佛蒙特和康涅狄格州以及加拿大安大略州的5000万居民。与1965年东北部地区大停电一

⊖ 能够快速并网和断网的高峰发电厂，与之相比，基础负荷发电厂所涉及机组类型需要更多的时间来起停。

样，其起因只是一个无关紧要的小事故，却由此引发了系统功率失衡，并在邻近电力公司中层层波及开来。调查最终确认，此次事件的根本原因是俄亥俄州的几根高压电线由于负载增加而发生下垂（这是完全符合物理规律的），碰触到未及时修剪的树枝，从而导致短路。与 1965 年东北部地区大停电一样，电网其他部分的系统保护过程失败，导致停电蔓延到了更大范围。具体来说，导致事故进一步扩大的原因是第一能源公司的 EMS 发出的警报由于某个问题而未引起必要的注意。

此外，与 1965 年东北部地区大停电一样，政府对这次事故的反应同样是立法对电力行业进行更加严格的监管。《2005 年能源政策法案》授权 FERC 指派一个全国性的电力可靠性组织（ERO）。2006 年 7 月 20 号，FERC 确认 NERC 作为美国的 ERO。从此之后，NERC 的系统运行和可靠性指南成为了行业标准。这项法案授予 NERC 对不按照标准运营的企业实施经济处罚的权力。

显而易见，电力行业的历史实际上是一些相对很少量的破坏性事件（大停电、市场操纵）引发政府部门强烈反应的历史。由于法律一经设立，就很难再根据市场的变化做出调整，所以政府对行业结构进行干涉的影响会持续多年，而且不一定会按照其预先设想的方式发生作用。

1.2　世界其他地区[⊖]

目前全世界大约有 48 亿人能够用上电。但是，还有超过 18 亿人仍然留在“黑暗中”，完全用不上电或只能使用非常有限的一点电。在向国民供应电力方面，发展中国家依然落后。从全球范围来看，有超过 16 亿只电表被安装在终端使用位置（住宅、公寓、商铺、工业用地和工厂），以测量用电量信息。这些用电量每年为全球电力行业带来超过 1 万亿美元的收入。

在北美洲之外，有大约 43 000 座大中型发电厂，为 200 多个国家供应电力。这些发电厂通过一个拥有超过 58 000 座输电变电站的网络来输送电力，该输电网络上安装有超过 120 000 个大型或超大型的电力变压器。北美之外有大约 190 000 座公用配电变电站和大约 25 000 座专用配电变电站。

1.2.1　西欧和东欧

西欧国家总共拥有大约 19 300 座发电厂，通过西欧大陆国家之间紧密连接的输电网络为超过 4 亿居民供电，其高压和超高压电网中拥有 14 000 多座输电变电站、大约 44 000 座一次配电变电站和数千个二次配电变电站。西欧地区将近 60% 的发电装机容量源于三个国家（德国、法国和英国）。

中欧和东欧国家拥有 2700 多座大中型发电厂，装机容量超过 425GW。该地区的大部分居民能够用上电。整个中东欧地区有超过 12 000 座输电变电站和 32 000 座配电变电站。

西欧拥有若干世界上最大规模的电力公司，其中一些国家的电力公司以国营或准

⊖ 来源：Newton-Evans 研究公司内部评估。

国有为主［如法国电力公司（EDF），葡萄牙电力公司（EDP），意大利国家电力公司（ENEL）］，另一些国家则拥有5～20个主要电力公司（如英国、丹麦、荷兰、西班牙以及其他国家）。还有一些国家（例如德国和瑞士）拥有多至数百个小型的市办或乡村电力公司，同时还有一部分大型或特大型的城市电力公司。

东欧一些国家还在继续运营国有电力公司。其中比较有名的是俄罗斯统一电力公司（UES），该公司为其国内位于较大城市的大约60个电力公司（从中型到特大型）发电和输电。俄罗斯占有整个中东欧地区总发电容量的一半以上，乌克兰和波兰在发电容量和用电人数方面分列该地区的第二和第三位。

1.2.2 拉丁美洲

巴西和墨西哥的人口占中南美洲总人口的绝大部分（该地区共有5.65亿居民，其中有3亿为巴西和墨西哥人），发电比重也很高（约占总发电量的55%）；这两个国家对现有输配电基础设施的投资也是最多的。阿根廷和委内瑞拉在电力基础设施发展方面紧随其后。

整个拉丁美洲地区有近5000座输电变电站和18 000座配电变电站在运行，发电装机容量约250GW。该地区仍有数百万居民用不上电，但是每年电力公司都会给新的地区通电，而且基于可再生能源的微网技术也在不断发展，因此该地区的电力供应状况在不断改善。

拉美国家拥有大约3600个大中型发电设施，其中大部分是水力发电（除墨西哥之外）。世界上最大的一些水力发电设施位于南美洲，其中包括世界级水平的伊泰普水电站，其装机容量仅次于中国三峡（12 600MW）。

1.2.3 中东和非洲

马什里克和马格里布地区的中东国家拥有超过200GW的装机容量（大部分是燃煤或燃油发电厂），为超过3.5亿用户提供服务，而该地区的居民总数约为4亿。该地区一半以上居民居住在埃及、土耳其和伊朗。另外，该地区拥有超过4200座输电变电站，为1亿电力终端用户输送电能。

目前非洲国家主要依靠燃煤发电厂来发电，预计到2020年燃气发电厂的装机容量将超过燃煤发电厂。但是煤炭消耗量将继续增加，新发电厂大部分是联合循环燃气发电厂。

撒哈拉以南的非洲国家大约有7.5亿居民，但发电容量只有90GW，南非的发电量占所有这些发电容量的一半以上。大约有4.5亿或更多的人不能直接得到可靠的电力供应。随着可再生能源的发展及成本的降低，非洲国家将能够比当前更快地采用这些新技术。

1.2.4 亚太地区

亚太地区幅员辽阔，拥有两个世界上人口最多、发展最快的国家——印度和中国。亚太地区有超过14 000座正在运行的大型发电厂，中国和印度的大型发电厂（主要是燃煤发电厂）都超过了2150家。

南亚是一个拥有16亿人口的次区域，总电力装机容量不到200GW，其中印度在人口（11亿）和装机容量（160GW）两方面都占了绝大部分。印度也拥有该地区的大多数变电站（印度拥有总共22 000座变电站中的17 500座）。巴基斯坦和孟加拉毗邻印

度，是南亚的另外两个大国。这两个国家共有 3.15 亿居民，但是装机容量只有 32GW。

其他亚太国家的居民总数超过 21 亿，其中 13 亿为中国人。中国的电力装机容量和输电基础设施比重都约占该地区的一半。日本在发电和输电基础设施上位居第二，尽管印尼人口更多（印尼人口为 2.35 亿，而日本人口为 1.27 亿）。韩国在发电和输电上位居第三，拥有 4900 万居民。

整个亚太和南亚地区人口总数超过了世界总人口的一半，在电力设施上投资力度很大，拥有世界电力装机容量的 30%。

亚洲非经合组织（Non-OECD）国家在可再生能源发电方面取得了令人瞩目的成就，但是这些国家对燃煤发电的需求到 2020 年仍可能再翻一番。

1.3　电力监管体系

不了解电力行业的监管模式，就无法真正理解这个行业的本质。可以说，在美国和世界其他主要国家，电力行业都是受到外部管制最为严格的行业。监管对电力公司怎样做事和为什么这样做所造成的影响，再怎么强调也不为过。

由于电力行业属于自然垄断行业，所以对其进行监管是很有必要的。如果一个行业的产品或服务仅由一个厂商来供应，可以给整个社会带来最大效益，那么这个行业就属于自然垄断行业。照此推理，对于地铁系统、自来水总管道和输电网络来说，重复建设也是对社会无益的。

进入成本极高的市场最容易发生自然垄断，例如一家拥有输电网络的公司或者其他需要大量资本才能“开张”的企业即是如此。投资者们之所以会进行风险投资，是因为他们有理由确信自己的投入会带来回报。如果有多家企业都可以修建输电网络进行竞争，那么在其中任何一家企业上投入的资本都不可能产生回报，投资者们的自信也就不复存在。理性投资者能够预料到这一点，因此除非能确保投资对象将会是输电市场上的独家供应商，否则他们不会对输电线路和杆塔进行投资。

但是，垄断会形成市场势力，具体来说，这种势力能够让企业设定一个收益最大化的价格，而无需考虑这个价格是否有竞争力。理性的公共政策制定者都不会赞同这种不附加价格管制的独家供应商制度。

所以，最终的协调结果是：为了让社会能从这些必需服务的供应中受益，①公共政策制定者向一家企业授予独家为家庭和商业供电的特许经营权；②该企业必须接受用户服务职责，同意价格管制和第三方监管。

电力公司总是会受到某种形式的规制或监管，这些规制或监管可能是全国性的、地区性的或本地性的。例如在美国，投资者所有制的电力公司会受到 FERC 和各州 PUC 的监管，而市办和合作型电力公司则由当地社区或由合作成员组成的董事会来监管。世界上许多国家都有全国性的监管机构，包括英国天然气和电力市场办公室（OFGEM）、法国的能源规划局、墨西哥能源管理委员会（CRE）等。在许多中东和非洲国家，监管职能由该国能源部负责。

监管系统的设计对股份制电力公司的发展动力具有很大影响，这些动力的性质又会对全球智能电网的发展速度造成重要影响。例如，如果一家受管制的电力公司占据了指定市场的全部份额，那么该市场的用户增长与产品或价格竞争无关，只能依靠市场的整体增长来推动。而且，由于价格管制，电力公司通过改变定价策略来推动收入增长的能力受到严重限制。此外，价格管制还使得电力公司将监管关系管理置于与客户关系管理同等重要甚至更为重要的位置。实际上，一些企业认为监管者才是其真正客户。

电力公司的盈利水平主要由公司的资产回报率决定，而这个回报率是由监管方制定的。所以电力公司对投资资本和资产回报率论证会非常重视。为了大大简化资产回报率的制定过程，电力公司和监管者需要在以下方面达成一致：

1）对于交付服务来说，哪些资产是必不可少的（计算回报率的资产基础）？

2）对这些资产来说，多高的回报率才算合适？

根据这两个量，就可以计算出一个可接受的年收益率（净收入占资产价值的百分比）。然后可以为不同类型的用户设定电价，最终收益要符合制定的资产回报率。这样做不会完全消除电力公司的利润波动，但与一个典型的未经管制的企业相比，电力公司经营情况的可预测性更强。

盈利水平由以下几个方面决定：

1）相比未经管制的公司而言，电力公司的不确定性要低得多，所以电力公司可以进行大规模投资，承受更高的债务水平。电力公司的投资主要由管制下的投资可回收性推动，而未经管制的公司则不同，其投资是由投资对收益或成本的预期影响推动。

2）资本成本（在公司会计账目上被计入资产的花费，例如为了让新变压器投入运行而需要的人力和设备）和运营成本（在公司会计账目上未被计入资产的花费，例如管理者的工资）之间的区别很大。归为资产的费用最终可以让公司获得按管制回报率计算的收益。

由于盈利受到管制资产回报率的限制，电力公司有时会缺乏削减成本的动力。例如，一家管制回报率为10%的电力公司，由于运营效率高而获得了12%的资产回报率，但是这些额外收益不得不在下次回报率论证会上“返还”给付费用户。这种情况导致了近年来的一些发展动向，包括电力公司多年不进行回报率论证；电力公司以回报率上限向监管者换取其他好处；电力公司和监管者一起建立基于表现的回报率，这种回报率是由服务成本之外的其他因素（例如服务水平）决定的。

致谢

本章对美国电力行业发展历史的描述采用了爱达荷州立大学电力企业高管培训课程及其顾问委员会提供的材料，在此表示感谢。

参考文献

1. U.S. Energy Information Administration (EIA), http://www.eia.gov/.

第 2 章　智能电网是什么？为什么现在提出？

Stuart Borlase，Steven Bossart，Keith Dodrill，Tim Heidel，Miriam Horn，John McDonald，Marita Mirzatuny，Lauren Navarro，Charles W. Newton，Mica Odom，Matt Wakefield，Bartosz Wojszczyk，Eric Woychik

2.1　智能电网还是更加智能的电网?

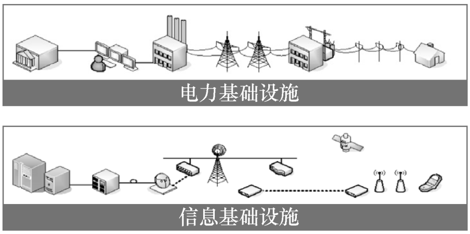
过去几年里智能电网这个概念被大力宣传。很多人认为“智能电网”已经成了陈词滥调，似乎电气系统中的任何东西都能冠之以“智能”二字，甚至连输电杆塔上的螺栓也有所谓的“智能螺栓”。目前智能电网已经在全世界被广泛认可，并且“智能”这一概念也已经流行到了其他行业，因而加剧了使用“智能”这个词的混乱状况。智能电网最初被称为“智慧型电网”（这一名称含义更广），随着不断发展，对其具体含义存在着各种各样的解释。从不同的角度去看，就会有不同的认识。例如，电力企业、供应商、咨询公司、学术界或者用户对“智能电网”的理解肯定不尽相同。但显而易见的是智能电网反映了人们对发电、输电和用电的看法发生了显著的变化。智能电网也体现了我们对能源需求、安全和环境等问题的处理方式的根本变化。

虽然电网在工程设计上是一个巨大的奇迹，甚至可以视作是人类最大的成就之一，但它仍然需要向现代化转型。一个真正现代化的智能电网应该是可持续发展的，它应充分利用目前已有或正在开发中的清洁可靠而且经济高效的技术。不论是否看好智能电网的发展前景，电力行业的业内人士大都认为智能电网的重心在于采用新技术改进电网和用户服务。智能电网仍有很长的路要走，它将会在全球经济和法规的推动下继续发展。没人知道智能电网最终会发展成什么样子，但目前看起来它将会给电力行业和技术带来巨大的冲击，推动行业和技术整体的进步。不论是技术还是供应商，不论是电力企业还是它们的智能电网项目，都将有成败之分。用户中也会有赢家和输家，这可以从近来的早期技术选择问题和用户对电力定价的接受程度上看出来。

有些人认为电网实际上并不是那么“不智能”。当前电网在运行中已经采用了很多复杂的软件程序和自动化操作，起保护作用的继电器也是基于微处理器的。但也不可否认，受经济、人口、监管以及许多其他因素的影响，在世界一些地区电力基础设施的发展一直很慢。全球电力系统的运营都面对着类似的挑战——如何既可靠又经济地为用户提供电能。关于电力和电信行业，有一个很有名的对比：“如果格雷厄姆·贝尔㊀现在还活着，他肯定不认识手机；但托马斯·爱迪生如果能活到今天，他仍然能认

㊀ 美国发明家和企业家，创建了贝尔电话公司，被世界誉为“电话之父”。——译者注

出现在的电力系统。”有很多原因造成了这两个行业之间的巨大差异，但其中最突出的一个是，我们无法像替换电信基础设施那样快速而经济地更换大型电力基础设施。电力行业的资本更加密集。第二个原因是，电信行业在运行和设备发展上已经远远超过了电力行业。此外，通信产业的环境演化比电力行业要快得多，而行业环境是推动对先进技术的需求、带动行业发展的动力。也许有人认为将电力与用户驱动的个人通信一起比较并不合适，因为相对于作为商品消费的电力，用户更愿意为手机上的额外服务付费。这似乎为智能电网未来的发展指明了方向：智能电网应该以用户为中心，但不能只在减少用户电费上下功夫，同时还应该提供其他服务。一些国家和地区仍然侧重于基础建设，为用户提供更加可靠的服务，或者是为更多的人提供电力服务。通过采用先进的智能电网技术，电力行业可以在资本和运营方面获得极大效益。因此，尽管电网并没那么“不智能”，但我们还是应该沿着“更智能的电网”这一思路继续发展，这不是为了标新立异，而是要开发更多的先进功能使电网更加完善。这要求我们共享通信基础设施，填补产品空白，更充分地利用现有技术，推动更高水平的整合以实现企业应用之间的协同效应。最近几十年的发展让我们看到，智能电网计划能够推动更先进技术的开发，大大加快发展速度。这些技术可以广为采用并为企业级解决方案建立起急需的平台，从而给电力企业和用户带来深远的影响和效益。



什么是智能电网？许多电力企业都宣称自己是第一家建成智能电网的企业。尽管这些企业也许确实采用了一些智能技术，但是目前大多数智能电网解决方案要么专注于响应测量要求，要么只是采用试点方案来展示打着智能招牌的技术。从更广泛的意义上说，智能电网不是一个现成的产品，也不是一个可以即装即用的东西。比较确切的说法是，智能电网是一套集成在一起的技术，能够节省资本支出以及运行和维护成本，为用户和社会带来效益。

这里所说的智能电网是指电力和通信基础设施与现有电网中的先进的过程自动化和信息技术之间的整合。智能电网体现了电力公司、用户和其他行业参与者看待电力输送及其相关服务的角度发生的根本变化。这种新的思维方式可能会产生不同的智能电网技术和解决方案，但终将会从电力工程与运行更全面的整合以及新的商业模式中受益。

要产生这些效益需要一套庞大的解决方案。与此同时，并非所有的电力企业及其用户都可以轻易享受到智能电网带来的这些显著效益，因为只有在有需要且经营策略可做出决定时才会采用这些新的解决方案。全球的、区域的以及各个国家的经济增长将会推动对智能电网基础设施以及广泛应用综合通信和信息技术的投资。国家和州政府为了保证未来能源供应以及智能基础设施的发展而制定的政策方针和激励措施，也是驱动因素之一。在各种激励资金和国家计划来来去去之后，现如今的热衷和喧嚣到底会对“智能电网”的投资、创新和效益产生怎样的影响，将在接下来的几年里一见

分晓。

从更宽泛的角度来看，智能电网这个概念存在许多不同的定义和解释，取决于具体的国家和地区，以及不同行业参与者的驱动力和想要得到的成果和利益。从“智能电网是什么”这个角度来看待智能电网并不可取，更好的方式是考虑“智能电网能做什么”以及如何用它为电力企业、用户、环境和经济带来收益。欧洲技术平台（由欧洲的行业参与者及相关研究圈组成）是这样定义的：“智能电网是一种能够智能整合所有接入用户（发电方、用电方以及既发电又用电的用户）行为的电力网络，以有效地实现既经济又安全的可持续电力供应”[1]。在北美，两个比较主流的智能电网定义来自于美国能源部（Department of Energy，DOE）和美国电力科学研究院（EPRI），如下所示：

1）美国 DOE：“Grid 2030 计划构想了一个全自动输电网络，该网络能够监测和控制每个用户和节点，确保信息和电力在从发电厂到电器用品之间的所有环节中双向流动”[2]。

2）EPRI：“‘智能电网’这个术语是指一个能够监测、保护和自动优化接入组件运行的现代化输电系统，包括集中式和分布式发电设备，高压网络和配电系统，工业用户和自动化系统，储能装置，终端用户以及他们拥有的恒温器、电动汽车、电器和其他家用设施等”[3]。

智能电网应该是指从发电、输电和配电（T&D）基础设施一直到电力用户的整个电网，而不仅局限于一些由行业参与者推动的特定定义。智能电网的主要目标是使 20 世纪中建立的电网实现现代化，为 21 世纪社会服务。一个周详的智能电网计划应建立在现有基础设施之上，提供更高水平的企业级整合，注重长期规划。智能电网计划无法给出一个一次性解决方案，而应促进电力企业技术观念的变化，特别是对那些能够同时促进战略和运营过程的技术而言。智能电网是充分利用各种应用优势的一种手段，能够打破单打独斗式的组织化思维造成的障碍。由监管压力推动的智能电网示范项目侧重于用户端新型计量仪表的影响，将会大大促进技术的发展，并在整个电力系统进行部署，充分显示出可量化的效益。各种功能性技术是有效实现智能电网全面价值的一项关键因素，这些技术能够将端与端之间紧密整合、实现具有扩展性和互操作性的解决方案。

2.2　智能电网的驱动力

智能电网是实现未来繁荣和可持续发展的关键因素。所有参与者必须围绕目标齐心协力，实现现有的电网全面现代化。在整个 20 世纪，输电系统已经为许多国家的家庭、商业和工厂提供了充足而实惠的电能。电网曾经是一个非常先进的系统，辉煌一时，世界上其他技术无一能及。但是 20 世纪的电网无法支撑 21 世纪的经济发展。因此，全球电力系统以及相关技术领域迫切需要重大改进。

推动电力行业发展现代化电网的因素有很多，可以分为以下五大类：

1）政策和立法驱动力：①具有可比较性和可盈利性的电力市场规则；②促进多样化选择的电力价格和电力接入；③各州法规允许智能电网延迟其投资和运营成本；④联邦和各州政策互相兼容，推动智能电网综合效益的全面实现。

2）经济竞争力：①创建新业务和新商业模式，增加“绿色”就业机会；②技术区域化；③缓解因劳动力老龄化而造成的技术资源流失问题。

3）能源的可靠性和安全性：①通过减少停电时间和停电频率来提高电力系统的可靠性；②降低劳动力成本，如减少人工抄表和现场维护等；③降低非劳动力成本，如减少现场服务车辆、保险和设备损失等；④提高系统规划和资产管理水平，以减少输配电系统的损耗；⑤提高账单的准确性、预防并及时发现盗窃和欺诈行为，以保障收入；⑥采用用户方方案，例如能源管理，从而增加新的收入来源；⑦提高电网效率并降低发电要求，从而能够延迟资本支出；⑧实现国家安全目标；⑨提高电力批发市场效率。

4）用户权利：①满足电力用户对可持续能源的需求；②满足用户日益增长的、对不间断供电的需求；③给予用户更多的用电控制权，使其能够根据自己的生活习惯和需求决定用电方式；④促进基于性能的价格决定方式。

5）环境可持续性要求：①遵守政府规定；②支持在电网中增加可再生和分布式发电（DG）。

许多驱动因素是因地而异的，可能随着政府、经济、社会和技术特点的差异而有所不同。对发达国家而言，采用智能电网主要是为了降低电网损耗、提高系统性能和资产利用率、整合可再生能源、提高需求响应和能源效率。另外，由于电网基础设施在不断老化，很多发达国家的电力系统可靠性正在下降。与“强”输配电电网设施的接入不足，限制了整合可再生能源发电所能产生的潜在收益。

近来召开了一系列与智能电网相关的研讨会和学术会议，显示了行业对发展智能电网的迫切需求。当今世界正目睹着一场浩大的智能电网部署运动，这将会促进智能电网满足未来输配电网络的需要。尽管如此，还是必须得将发展势头聚拢在一个清晰的系统战略之下，以确保转型不会失误。很多重要技术，如高级计量系统（AMI），在整个行业内被广为采用。但是一些能够真正充分利用好这些技术的条件却还没有达到。或许还需要用户和电力企业付出成本来进行改造或重新配置。因此我们必须继续齐心协力，共同完善智能电网，以充分实现智能电网带来的收益，并避免不必要的成本。

2.3　利益：不仅仅是商业上的论证

智能电网能够提供企业级解决方案，为电力公司及其终端用户带来长远的好处。采用智能电网技术的电力公司能够减少资金和运营成本、提升电能质量和用户满意度，并对环境产生有益的影响，从而获得极大的收益。但与此同时，还存在着一些疑问：智能电网的发展潜力如何？是否存在一套既有战略价值又具有实际可操作性的技术？这些技术如何协调配合？怎样充分发挥不同应用的最大价值？

智能电网交付不应仅仅基于功能性解决方案，而应采取集成解决方案。集成方案可以解决商业和运营所关注的问题，为电力公司、用户、经济和环境带来具有深远意义、可持续的显著收益（见图 2.1）。



图 2.1　智能电网收益

智能电网技术的影响包括了很多不同组件的作用。电力企业和用户能够从多方面获益。电价上涨是难以避免的，但是智能电网能够增加电力企业收入、减少电价增长幅度（还能够提高服务质量）。将智能电网计划放在具体应用场合来看，例如“绿色”用户选择计划或是减缓电价上涨的成本削减计划，有助于明确电力企业的驱动力和规划智能电网路线图。对智能电网计划应该进行有力的商业论证，让电力企业内的众多部门对智能电网各项候选技术的预期收益和成本进行讨论，以达成一致意见并形成可行的实施方案。有些情况下，收益是缓慢增长的，但是智能电网方案应尽可能地加快收益增长的速度。当技术发生阶跃式变化时，常常会出现这种迟滞。在部署智能电网时，还应尽可能地以更平滑和成本更低的方式向新技术迁移，避免出现“叉车式”升级而造成高额成本。一个好的智能电网方案应该远离“试验”心态，通过现场试验或“阶段性部署”，来获得急需的成本、收益和用户接受度等反馈信息。根据这些反馈信息，可以对方案进行更新，并校验前期的商业论证。

在实施智能电网解决方案时，最重要的是要有明确的、可量化的并有意义的结果：①提高电力公司的能源可靠性、运行表现和总体生产效率；②提高能源效率，降低碳排放；③使用户能够自主管理能源使用量，在不降低生活品质的情况下花费更少；④对可再生能源的整合进行优化，提高其在能源结构中的比重。

2.3.1　电力公司的利益

要提升电网的可靠性和运行效率，可以在输电网络中采用更多的智能设备，实时

监测电力潮流并改进电压控制，从而优化输电效率、消除浪费和过量供应。这将减少总能量消耗和相关排放，同时节约了有限的资源、降低了电力的总成本。用电应用程序（包括智能家电、家庭自动化系统等）能够管理负荷和需求分布，帮助用户管理用电量，通过分时电价和实时价格信号帮助用户节约电费、减少高峰时刻用电量，使用户能够在不影响生活方式的情况下花费更少，鼓励他们成为生活在智能家居中的智慧型消费者。这些措施还有助于提高整个系统的输电效率，减少新增发电厂和输电线路的数量。

2008 年，全美配电损失总计达到 2710 亿 kWh[4]，超过总净发电量的 6%。据 Xcel 能源公司估算，通过采用最佳功率因数和系统均衡，智能电网能够将这些损失降低 30%[5]。美国能源部评估，到 2030 年，节能降压和高级电压控制技术能够减少全美 2% 的电力相关温室气体（Greenhouse Gas，GHG）排放[6]。

智能电网技术在全美的迅速部署，反映了电力公司对在运营和稳定性方面实现多重收益的期许，例如节约运行和维护成本、避免发生代价巨大的大停电等。运行和节能效益具有很高价值，但是仅凭这两项效益并不一定能证明用户所付电费的合理性。波士顿咨询公司（BCG）评估，电力公司的商业论证只能证明 60% 的智能电网部署成本具有合理性。以智能电表为例，按照 BCG 的说法，一家电力公司至少需要有 20% ~ 30% 的用户使用这项新技术，使总能耗或峰时需求减少 15% ~20%，才能使其成为一项“成功的计划”。BCG 能源顾问 Pattabi Seshadri 说：“如果低于这个门槛，电力公司很可能无法从投资中获得必要的回报。”[7]

2.3.2 用户利益

智能电网还能带来环境、健康以及其他社会效益，如果我们认为电网应该具有这些效益，那么在进行成本效益计算时，就应该考虑到它们。这些社会效益非常重要，因为最终为建设新电网出钱的是用户。在当前监管结构下，投资者所有制的电力公司提出投资计划，由监管方进行审批，电力公司按照回报率获得利润，用户（付电费者）买单。正如在印第安纳、马里兰和其他一些州发生的那样，美国各州监管者都要求电力公司证明其给用户带来的长期利益与公共投资相称。能最大化这些效益的设计也将会给电力公司本身带来收益。J. D. Power 及其助手在他们最近一次用户调查中也有类似发现，“对于正在开发智能系统的电力公司来说，如果将用户满意度记挂在心，很可能一开始就能将事情做好，从而最终节约了长期发展和运行的成本。”[8]

幸运的是，一个设计良好的智能电网所带来的额外收益能够超出投资许多倍。用户将会因账单减少和自主性增加而获益。自主性是指用户可以在电价最便宜的时候用电，在用电需求和电价较高时，为电网发电、售电或提供其他服务。从变电站储能到分布式家庭（behind-the-meter）“能源应用”，这些能源服务带来的新机遇也将使企业家及其员工从中受益。对于一个城市或地区来说，随着其内部分布式能源供电比重的增加，用电将会更有保障。而智能电网的最大效益在于，它为迅速减少电力给环境和公众健康造成的隐性成本提供了新的机遇。

通过为用户提供实时信息和动态定价、促进需求响应的广泛应用、为建成环境的

“持续调试”提供必要信息、增加现有输电线路容量并减少输电和配电线损，智能电网将能够大幅降低总能源消耗和高峰用电量。

2.3.2.1　实时信息和动态定价的节能效果

大量研究表明，向用户提供实时用电量信息能够使能耗降低 5% ~15%。向用户提供价格激励政策和家庭能源自动管理工具（例如接入家庭局域网的可编程恒温器和智能家电），可使节能效果翻一番[10,11]。

美国节能经济委员会（ACEEE）2010 年 6 月的一份报告指出，如果美国的电力公司能够在 AMI 部署之外，采用更多的能源使用反馈工具，鼓励消费者减少能源用量，那么在未来 20 年内，美国家庭用电量能够减少 12%，至少节约 350 亿美元。ACEEE 对 1974 ~2010 年间 57 个不同住宅类型的反馈方案进行了总结，认为“要使用户可能的用电反馈带来节能效果，必须采用先进的计量仪表、家庭用电显示器和一整套设计良好的方案，使人们拥有充分的信息、自主用电能力和节能动机。”[12]

美国西北太平洋国家实验室（PNNL）和 Brattle 集团发现，如果反馈采用实际用电量数据，在一年或更长时间内更加频繁地向用户提供这些数据，目标设定和选择具有推荐项，而且有与标准或历史记录的对比，那么节能更容易达到最佳效果[6]。

2.3.3.2　削减高峰需求和扩展需求响应

目前的需求响应计划侧重于大型工业用户，目前在全美范围内达到 37GW[13]。如果没有新计划，那么未来 10 年内，参与需求响应行为的用电负荷总量提高的余地非常小，预计到 2019 年仅能达到 38GW，与完全不采用需求响应计划的情形相比仅节能 4%[13]。而根据联邦能源管理委员会（FERC）的模型估计，智能电网能够使节能翻两番：如果大规模部署 AMI 并进一步提高现有的智能电网技术，同时采用动态定价，那么到 2020 年，峰值用电量能够降低 138GW[13]。

通过向住户和中小型企业发送必需的信号（包括动态价格），智能电网能够大大拓展需求响应计划的可能参与者。例如，在 Brattle 集团与西北太平洋国家实验室合作的试点项目中，通过设定预先定义好的用户偏好，同时采用可以迅速对辅助服务信号做出反应的干衣机、热水器快速自动控制程序，居民需求的峰值可以减少 16%，整个研究期间的平均需求减少了 9% ~10%[14]。在俄克拉荷马煤气与电力公司的试点项目中，拥有智能恒温器的用户的峰值需求减少了 57%[15]。

动态定价对减少峰值功率需求的价值更大。Brattle 集团的 Ahmad Faruqui 在对一系列实验进行分析后发现，分时电价减少了 3% ~6% 的峰值需求，而尖峰电价（CPP）减少了 13% ~20% 的峰值需求。如果再联合使能技术，CPP 能够将峰值需求削减 27% ~44%[10]。

一些研究表明，用户不仅会响应分时电价，而且颇为欣赏这种计费方式。PowerCentsDC 是 2009 年《美国复苏与再投资法案（ARRA）》在华盛顿资助的一个示范项目，开始于 2008 年 7 月，结束于 2009 年 10 月。项目随机选取了 900 位用户，为每位用户提供了一个智能电表和一个智能恒温器，并让每位用户从三种定价方案中选择一种。其中一种方案是临界峰值返款，当负荷达到临界峰值时，如果用户将用电量减少

到基准水平以下，就可以获得回报。该方案将峰值用电量减少了13%，其中低收入用户减少的用电量与其他研究结果一致。将近四分之三的参与者对这个项目表示满意；与电力公司的标准价格相比，93%的参与者更喜欢动态定价[16]。爱迪生基金会电气效率研究所于2010年9月开展的一项研究，也发现了相似现象。他们对康涅狄格光能公司、巴尔的摩煤气与电力公司以及太平洋煤气与电力公司近期的动态定价方案进行了评估，不仅发现低收入用户会根据动态电价来选择用电时间段，而且发现他们的负荷曲线更加平坦，所以即使不用转移负荷也能够节约开支[17]。

峰值降低带来的经济效益具有广泛性，即使是没有改变能源利用方式的用户也能从中受益。峰值需求仅仅转移5%就能够使所有用户的用电价格大幅下降[18]，因为成本最高的峰值发电厂㊀无须开工，而且不再需要建设新的峰值发电厂[18]。

削减峰值能够带来巨大的环境和健康效益，据FERC预测，138 GW的峰值削减量相当于1300家峰值发电厂的总输出[13]。这类发电厂大都位于或接近于主要人口中心，常常采用低效率的天然气涡轮发动机，产生的排放物会形成雾霾，危害公众健康。美国国家科学院（National Academy of Science，NAS）对498家燃气发电厂进行了研究，发现同燃煤发电厂一样，10%的发电厂造成了绝大部分（65%）空气污染。智能电网带来的能源效率提升和需求响应可以替换掉这些发电厂，从而极大地减少对公众健康的影响和温室气体排放；每年可减少CO_2排放1～2亿吨，相当于2007年美国电力行业造成的总温室气体污染的5%～10%。

在依靠污染最严重的燃煤火电厂供电的地区，可以通过大力、全面地利用需求响应带来的新机遇，改变这些发电厂的成本收益计算，从而大大提高公共健康效益[19]。例如，低成本的需求侧资源进入PJM市场后，能够满足峰值需求，压低了成本最高的边际发电厂的容量收入。价格下降导致费城两个老旧的边际燃煤火电厂被淘汰，并对当地其他以煤、石油和天然气为燃料的高污染边际火电厂形成了财务压力；与直接避免需求相比，这样做也许能减少更多污染[20]。

需求响应最大的环境收益来自于发电方式变化带来的综合效应：它可以为可再生能源取代备用化石燃料发电提供需求侧平衡，避免建设新峰值发电厂的需求，加速淘汰污染严重的老式煤电厂。负荷转移是否还能够直接减少排放，取决于资源组合的整体情况：因为如果一种发电资源被替换成了另一种，那么对环境的影响将取决于第二种资源的排放。例如，如果将提供高峰负荷服务的低效简单燃气循环发电厂，换为可提供即时负荷服务的高效联合循环发电厂，将能减少碳排放[6]。对北美电力可靠性协会12个分区的一项分析表明，大部分地区会转向天然气并减少碳排放，但也有一些地区转向了煤炭并增加了碳排放[6]。随着清洁能源在基础负荷供电中比重的增加，峰值功率转移产生的正面效应也将越来越强[6]。在制定方案时，如果将减少CO_2排放作为主要目标，并增加储能装置，也许能减少更多的CO_2排放[6]。

2003年，Synapse的新英格兰地区需求响应模型显示，要获得较大的健康效益，还

㊀ 指专用于满足峰荷的发电厂，常需具备很强的出力调节能力，且往往发电利用小时数较低。——译者注

必须进行系统性分析。模型发现，在新英格兰地区，如果将需求响应用于提升机组组合效率，减少燃油和燃气蒸汽机组运行，增加联合循环机组运行，就可以极大地减少夏季 NO_x、SO_2和 CO_2排放。而如果只是简单地在柴油或天然气内燃机之间转移负荷，是无法实现这些效益的[21]。

随着智能电网测量调度决策对环境实时影响能力的提高，将会促进更加清洁的替代能源的使用。发电厂调度在重新安排发电组合时，涉及数千个选项[6]，因此查尔斯河公司（CRA）和其他机构开发了一些复杂的模型工具，以精确地测量实时用电对碳排放的影响，也称为“边际碳浓度（MCI）”。CRA 的分析表明，碳排放在时间和区位上的变化与电价变化一样大：在重新调度系统以应对负荷高峰和电网阻塞时，这两者都会受到成本最高的边际发电机组运行或停运的影响[22]。PJM 电力联营体管理着一个竞争性批发市场，为特拉华、伊利诺斯、印第安纳、肯塔基、马里兰、密歇根、新泽西、北卡罗来纳、俄亥俄、宾夕法尼亚、田纳西、弗吉尼亚和西弗吉尼亚州以及哥伦比亚特区的 5100 万人口提供电力服务。该公司采用了一套类似的分析方法，用以评估因需求响应、节能措施和增加无碳发电而减少的 CO_2排放量[23]。

PJM 是将需求响应与批发市场进行整合的先行者之一：超过 9000MW 需求侧容量资源参与了 2010 年 PJM 容量市场，相当于 120 台电网规模的燃气轮机或 18 家中等规模的燃煤发电厂。其中大约四分之一——2444MW，作为一种经济资源参与其中，只根据市场价格信号为电网提供服务。其余部分是紧急容量，由电网运营商来管理是否投入服务。以实际输电量来看，2010 年 PJM 接收的需求侧资源达到 94 000MWh，其中 60% 只听从价格信号。尽管有一部分需求侧资源可能来自于现场的发电机组，但大部分来源于节约的能耗，这相当于减少了 77 000 吨碳排放。简而言之，由于 PJM 需求响应市场的作用，需求侧资源为该地区供应了大约 6% 的总高峰负荷，而 4 年前这一数字还不到 2%，不过仍未到 Brattle 集团预测数字 15% 的一半。

智能电网可以对大型商业建筑（$>100\ 000ft^2$）的制冷机、控制系统和其他设备进行监测，能够发现不良状态，并对运行进行改进和维护，总体节能可达到 9%[24]。如果全美同类建筑中有 20% 采用此项技术，那么每年能够节能 88 亿 kWh，减少 CO_2排放 500 万 t[25]。智能电网还可以提供详细的耗电量数据：利用这些数据能够提高住宅和商业建筑的节能诊断，从而对 HVAC、照明和其他系统进行更为有效的针对性节能投资，据预测到 2030 年，美国电力行业 CO_2排放可减少 3%[6]。

2.3.3　环境利益

智能电网能够将本地化和分布式的资源中比较清洁和绿色的能源技术更广泛、更优化地纳入到电网中来，例如屋顶太阳能、热电厂和分布式发电（DG）等，从而减少对煤和进口石油的依赖，促进未来能源的可持续发展。电动和插电式混合动力电动汽车（EV）与电网的整合，将会给市场带来另外一种分布式资源。电动汽车资源达到一定规模后，再配合以适当的价格和计费机制，有助于平缓负荷曲线并减少对额外的峰值发电厂和输电线路的需要，从而减少碳排放、促进能源的安全性和独立性。

美国的发电和用电是地球上最大的污染来源之一，其排放的 CO_2占全世界的五分之

一还多[26]。美国的发电厂还占用了全美相当大一部分淡水供应。美国约有 40% 的取水量被用来冷却热电厂。根据冷却系统的不同，这些水有可能在升温、发生部分损耗后返回到源头，也可能完全蒸发、全部用掉[27]。例如，在美国西部内陆地区，发电厂主要依靠循环冷却系统，大约有 56% 的用水量会蒸发掉[28]。据估计，2005 年亚利桑那、科罗拉多、新墨西哥、内华达和犹他州的传统发电厂每天要消耗掉 2.92 亿 gal（1gal = 3.78541dm^3）水——大约相当于丹佛、凤凰城和阿尔伯克基三个城市的总用水量。预计到 2030 年，落基山/西南部沙漠地区每天发电用水量将增加 2 亿 gal，这些水可满足 250 万人口使用[28]。按每人每天用 140gal 计算，德克萨斯州的发电厂耗水量能够供 300 万人使用[29]。由于气候变化已经对水资源造成了影响，例如，导致淡水主要来源之一的西部积雪减少[28]，而且据预测在 2030 年以前，美国能源需求将以每年 1.7% 的速度增长，因此用水压力将会不断增加。

将这些环境影响货币化，会让我们对传统发电和用电方式的实际代价产生更为清晰的认识。美国国家科学院发布的一项关于“能源使用和生产的未价格化后果”的报告估计，仅 2005 年一年，美国发电造成的环境外部性成本㊀就达 1200 亿美元。报告指出这个数字实际上还低估了真实成本，因为没有包括气候变化损害生态系统而导致的成本[19]。这 1200 亿美元中，有一半是由 406 家燃煤发电厂产生的二氧化硫（SO_2）、氮氧化合物（NO_x）和颗粒物（PM）造成的总损失，平均每家发电厂 156 万美元。燃气发电厂由于规模较小、燃料更清洁，产生的污染略小，但是也并非完全没有成本，平均每家燃气发电厂造成的年损失为 149 万美元[19]。

发电会危害到水资源和公众健康、甚至引起过早死亡，这些成本并非只是理论上的臆测，而是实实在在存在的，主要由城市居民承受。例如，犹他州采用燃煤发电为本州和邻近地区居民供电，每年给公众健康和水资源带来的影响高达 21 亿美元[30]。其成本包括呼吸系统疾病、哮喘造成的医疗费用以及高达 240 亿 gal 的年用水量，这相当于每 MWh 化石燃料发电的成本增加了 45 美元[30]。换句话说，考虑到发电对外部环境影响这些隐性因素，全社会实际承受的成本比发电的直接成本多出一倍以上。

与美国国家科学院的评估一样，犹他州的这个成本数字也没有包括温室气体排放带来的影响。预计到 2025 年，气候变化给美国造成的成本将超过 2700 亿美元，包括海平面上升导致的房地产损失、飓风灾害加重、气候变暖导致的降温费用增加以及对水资源供应的影响[31]。加州大学伯克利分校的研究人员 David Roland-Holst 和 Fredrich Kahrl 发现，如果不采取措施改变全球变暖带来的恶劣效应，仅加州这一个州就得面对“每年数百亿美元的直接成本和更高的间接成本，而且数万亿资产将处于附带风险之中”。每年水、能源、旅游休闲、农业、林业和渔业部门的成本将高达 230 亿美元，还有每年 240 亿美元的公共健康成本[32]。

发电厂对空气污染的影响并不是平均分布的：美国国家科学院的研究指出，10%

㊀ 经济活动的外部性是指人们从事经济活动时不注意对环境造成的影响，故环境成本没有计入产品和交易的成本，这是导致环境污染的主要动因。——译者注

的燃煤发电厂造成了43%的损失。这些污染最严重的发电厂造成的损失高达12美分/kWh[19]，超过目前发电厂用煤价格的5倍[33]。对于天然气发电来说，分布更加极端——污染最严重的10%的发电厂造成了65%的空气污染损失[19]。因此，发展基于智能电网的替代资源来取代这些发电厂具有重大意义。

通过采取以下措施，智能电网可以极大地减少环境和公共健康损失，增进能源的独立性和安全性，创造出新的行业和工作机会：①提高包括分布式发电（DG）在内的可再生清洁能源的比重；②大力提高电力生产、输送和使用效率，包括向影响更小的时段和供电资源转移负荷的能力；③运输部门无碳化；④减少对水资源的影响——风力、太阳能光伏（PV）和需求侧资源发电用水量很小或根本无须用水[28]。

早期的研究和试点项目已经表明，智能电网的环境收益具有相当的广泛性，而且这些收益还会随着创新的繁荣而增长。

2.3.4　提高可再生清洁能源的比重

美国皮尤研究中心基于彭博新能源财经数据的一份研究报告显示，2010年全球对清洁能源的投资激增30%，达到2430亿美元[34]。全球新增17 000MW太阳能发电装机容量和40 000MW风电装机容量，从而全球可再生能源发电装机容量共计达到388 000MW，首次超过核电装机容量（377 000MW）。中国在可再生能源方面的投资达到创纪录的544亿美元，增幅高达39%，处于世界领先水平，巩固了其作为世界上最大的风力发电机和太阳电池组件产地的地位，并在可再生能源装机容量上超过美国。

中国定下目标要在2020年将太阳能发电容量提高到20 000MW，而欧盟有20%的发电量来自于可再生能源。美国有30个州实行了可再生能源配额制（RPS），要求电力公司必须购买一定数量的可再生能源发电，而且这个规定数量在不断提高；2011年春，加利福尼亚州将该州的RPS增加到33%，同时州长Jerry Brown宣布要实现全州分布式发电12 000MW的目标。

可再生能源发电是间歇式的，会受到天气影响，因而难以调度和预测[14]。智能电网能够应对此项挑战，从而促进可再生能源发电的发展。实际上，如果一个电网的可再生能源供电比重占到15%或20%以上，那么为了维持电网稳定，操作人员需要实时的系统信息来管理发电，以使间歇式供电与需求变动达到平衡，得以处理多向电力潮流，并维持电能质量。国际能源署（International Energy Agency，IEA）在2011年4月发布的智能电网技术路线图中也提到了这个问题[35]。KEMA的一项研究同样发现，为了实现33%的PRS，加利福尼亚州需要"对系统运行进行重大调整"，例如增加储电量以平衡波动[36]。对此，KPCB公司（硅谷一家风险投资公司）的Ben Kortlang直观地总结道："如果没有智能电网，绝大多数其他绿色技术都行不通。"[37]

中国和欧洲在新能源和智能电网技术部署两方面都处于领先地位。爱尔兰输电系统运营商EirGrid正在部署智能电网技术，以管理其系统中高比例的风电，包括高温低弧垂导线和动态增容装置。先进的建模和决策支持工具能够提供实时的系统稳定性分析、风电场容量调度、更好的风力预测和预想事故分析，从而提高系统运行水平。据预测，通过采用这些智能电网技术，可在2020年将风电的实时比重提高到75%（Eir-

Grid，2010）。西班牙的 Red Eléctrica 电力公司已经建成了一个可再生能源控制中心（CECRE），这是世界上首个将 10MW 以上风电场全部纳入管控的控制中心。

IEA 预测，到 2050 年，太阳能发电将占全球总发电量的 20% ~25%，每年可减少 CO_2 排放近 600 万 t[38]㊀。

要让可再生能源发电达到这些高比重目标，需要采取以下措施：①用需求侧资源和储能代替化石燃料作为备用发电资源[6,14]，以缓冲可再生能源的间歇性[6]；②采用优化、预测和监测手段，更好地预测间歇式发电的影响[6,14]；③管理好来自分布式电源的逆向电力潮流，采用调压器、电池和短路保护等调节装置，以保护电网和工作人员的安全[6]；④采用先进的通信和控制技术，以减少对附加辅助服务、化石燃料发电、高级电压控制和短路保护的需要[6]。

银泉网络公司的 Michael Jung 和 Peter Yeung 发现，到 2030 年需求响应和接入智能电网的储能设施能够将可再生能源发电的比重提高 10%，这将使市场范围扩大并减少 3 亿 t CO_2 和温室气体排放[11]。EPRI 在 2011 年 3 月的报告中指出，“智能电网成本和收益评估”预计智能电网可以使可再生能源发电比重再提高 13%[39]。

2.3.5 电动汽车与电网的整合

全球汽车电动化的势头继续保持强劲，厂商们纷纷推出新产品，如雪佛兰的沃蓝达、尼桑的聆风和中国的比亚迪；特斯拉进行了首次公开募股并与丰田公司达成合作意向；还有几十家汽车公司宣布，计划在未来几年内推出电动汽车（EV）。在各项激励措施和风险投资的推动下（例如 240 亿美元的联邦政府拨款），预计 2015 年美国将在电动汽车销售上占据优势地位[40]。绿色科技传媒公司近期的一份报告预测，到 2016 年世界范围内将有 380 万辆电动汽车在路上行驶，其中美国 150 万辆，欧洲 150 万辆，亚洲 76 万辆[41]。

密歇根汽车行业分析师 Alan Baum 预测，在 2015 年度车型中将会有 108 款电动汽车，包括 18 款插电式混合动力汽车（PHEV），32 款纯电动汽车和 6 款燃料电池电动汽车，这些采用先进技术的汽车将占全美年销售量的 5%[42]。

高盛分析师 Daniela Costa 认为，对电动汽车与电网整合的需求体现了“智能电网的重要价值”[43]。车辆到电网（V2G）技术也许能将插电式汽车电池用作分布式储能装置，从而向电网提供能量和辅助服务，不过目前这项技术还不够成熟。Zpryme 公司预测，从 2015 年到 2020 年，全球 V2G 车辆销售量将会从 103 900 辆增加到 106 万辆，同时车辆、基础设施和技术的市场价值将增长到约 440 亿美元。监管者也注意到了这种发展趋势。例如，特拉华州于 2009 年通过了一项法律，要求电力公司按照电动汽车充电价格，补偿电动汽车车主返还给电网的电量[40]。

车辆电动化能够带来巨大的环境收益。交通运输造成的温室气体排放占全美总排放的 27%，其中有 62% 来自于小轿车和轻型卡车[44]。美国能源部评估，若将车辆替换为电动汽车，可使单位行驶里程的能耗减少 30%，CO_2 排放减少 30%，减少石油进口量 52%[6]，并降低诸如墨西哥湾“深水地平线”钻油平台爆炸这样的环境灾难风险。

㊀ 文中大量使用英制单位，此处及后文似为英吨。——译者注

车辆电动化还能够提高城市空气质量和公众健康，2007 年 NRDC/EPRI 关于电动汽车的一项研究认为，PHEV 将减少交通运输工具造成的臭氧和颗粒物（PM）以及酸、营养物和水银的沉积速度。（他们的模型假设：到 2030 年前，一直保持当前的监管和控制方式不变，并以目前的燃煤技术来满足电力需求。在这样的假设条件下，由于燃煤发电增加，发电厂的 PM 排放将会以 10% 的速度增长[45]。）

要使电动汽车带来的环境收益最大化，并防止负荷激增造成输电网络故障，需要智能电网技术以“智能负荷”的方式来管理车辆，在能源比较清洁和便宜的时候对其充电。作为“柔性负荷”，电动汽车能极大地提高间歇式发电的容量系数和经济性，这对风力发电来说尤为重要，可以减少在低需求时段对风力发电的限制。这种管理方式需要 ISO 和当地电力公司提供对这些设施的控制信号，当配电系统的某个部分需要进行高峰甩负荷时，在动力需求和电网运营商的需求之间进行“智能协调”；还需要配电自动化技术以进一步应对大量电动汽车负荷引发的局部问题[11,40]。通过将充电时间安排在高峰时段之外，智能电网能够减少为电动汽车充电而额外修建的输电和发电设施。此外，与未经管理的直接充电相比，这种充电方式还能减少 3% 的 CO_2 排放[6]。技术上的不断进步将使消费者在充电时间管理上具有更高的灵活性，例如尼桑聆风的快充选项能够在 30min 内给汽车充入 80% 的电量[46]。

技术进步还具有累积效应。美国环保协会的一项初步分析发现，到 2030 年，一个设计良好的智能电网能够减少电力行业 30%、交通运输业 25% 的碳和有害污染物排放[47]。该分析是目前最新研究进展之一。

2.3.6　协同收益

增加对分布式和需求侧资源的倚重，减少线路损耗，通过动态热定值[48]和广域控制技术增加已有输电线路容量，这些措施都能减少对新增输电和发电单元的需要[6]，节约投资，并减少对土地资源和野生动植物的影响。在其 2010 年 6 月发布的智能电网部署计划决策中，加利福尼亚州公用事业委员会对智能电网的此项价值进行了强调：“智能电网能够减少对其他基础设施的投资，因此在计划兴建基础设施时，应该事先考虑到这些收益”[49]。

在美国其他一些地方，诸如此类的分析导致几条输电线路的建设被推迟。例如，在宾夕法尼亚、弗吉尼亚和缅因州的输电议题论证会上，Synapse 公司代表消费者权益和环保组织提供了专家证词。这三个论证会的关键议题是“近年来需求响应和能源效率提升对电力公司和 RTO 未来 10 年新增输电线路需求预测的影响”。在弗吉尼亚州，他们证明如果考虑到 PJM 最东部几个州在能源效率和需求响应资源上的发展，那么在未来十年规划期内就无须修建美国电力公司提议的一条 756kV 线路。PJM 的敏感性研究证实了 Synapse 的估算，随后该输电线路的建设申请被撤销[50]。

一个设计良好的智能电网将有助于满足电力用户对价格实惠、灵活高效的能源的需求。它将帮助电网覆盖地区保障公众健康、节约水资源并促进能源自足和当地经济发展。它还能够使低碳清洁能源的生产最大化，减少这个世界上最大也是污染最严重行业的生态足迹。

2.4 美国电力行业面临的挑战

在未来几十年里，美国电力行业可能会面临一系列新的挑战，包括发电能源结构的重大改变以及对新的输电方式的需求，新的输电方式要能够提高现有输电容量的利用率、促进与新的可再生发电资源的整合。此外，在未来几十年里，随着智能电网的逐步实现，电力行业还将会遇到各种技术机遇。一些机遇的实现需要电力企业和监管双方的创新。

电力行业即将面临的一些挑战目前已经初露端倪：

1）典型家庭的年用电量和每度电的平均零售价格继续呈同比上升趋势。

2）变压器在逐渐老化，而每台变压器承受的负荷却在不断增加；受损的频率和严重程度表明电力企业正面临着巨大的风险[51]。

3）输配电损耗接近净发电量的6%[52]。

4）在过去5年中，停电时间每年增加3%，停电频率每年增加4%[53]。

5）停电和电能质量问题每年给美国企业造成1500~2000亿美元损失[54]。

6）美国能源研发支出下降以及公共和私营部门对能源研发投资的不足，已经成为政策辩论的焦点[55]。

7）鉴于上述问题，再加上预测表明到2020年用电量将至少增加30%[52]，因此预计到2030年电力行业需要投入近1.5万亿美元——2980亿美元用于输电、5820亿美元用于配电、850亿美元用于AMI和需求响应[56]。

本节将对其中一些新挑战进行介绍，它们可能会在未来几十年中对电力行业的发展产生巨大的影响。

2.4.1 发电和能源结构的变化

随着不同市场和立法作用的显现，全美发电和能源结构正在发生重大变化。每种方案都代表了一种不同的价值主张。

2.4.1.1 煤

煤炭发电约占全美发电量的50%，其平均成本相对较低，每MWh约为27美元[57]。但是在过去十年中的大部分时间里，煤炭发电的份额却在下降，同时国际需求推动其成本不断上升。尽管美国能源信息管理局（EIA）预测2025年煤炭发电量仍将占全美发电量的45%，但是限制碳排放的“碳排放与交易”法案相当于对煤炭发电征税，这必然会推动电力生产商重新考虑和安排发电燃料组合。

2.4.1.2 天然气

天然气发电量占全美发电量的比重从1999年的15%上升为约22%，这使得天然气成为第二大发电能源。尽管燃气发电厂远比燃煤发电厂清洁，而且建厂也远比煤电和核电容易，但事实证明天然气是一种极不稳定的商品，1999~2008年间天然气价格上涨了4倍。2008年，天然气发电平均成本为84美元/MWh，而一年前才20美元/MWh。在随后几年里（2009~2011年中期），天然气发电成本又出现大幅下降。

2.4.1.3　核能

近几十年来，美国没有新建核电站，但核电发电量仍然占全美发电量的 20%，平均价格为 17 美元/MWh，低于煤、远低于天然气。实际上，在这 17 美元/MWh 的价格中，70% 以上的花费与燃料成本无关，而是用在了运行和维护（O&M）上，这说明核电站的运行仍是个难题。核能发电的优势包括：①燃料（铀）价格相对稳定；②环保主义者越来越认可这种发电方式，其碳排放量非常小的优点弥补了具有灾难性后果（但低概率）这个缺点。然而由于监管、许可和选址等问题，核发电厂的建设非常缓慢。

2.4.1.4　燃油

2008 年，燃油发电比风力发电还少，仅占全美发电总量的 1%。这表明，在短短 3 年时间里，燃油发电量减少了 70%。之所以会如此，很大程度上是因为燃油价格急剧飙升，使得发电成本从 2004 年的 60 美元/MWh 增长到了 2008 年的 180 美元/MWh。

2.4.1.5　可再生能源发电

电厂排放物对环境和气候的影响引起了越来越多的关注，因此人们对可再生能源的兴趣也越来越浓厚。2010 年可再生能源发电量占全美发电总量的 10%，其中水力发电占了绝大部分，紧随其后的是风能、生物质能、地热和太阳能。美国各州都有可再生能源发电量目标[58]，其中 29 个州和哥伦比亚特区制定了强制性的可再生能源发电量标准，称为可再生能源配额制（Renewable Portfolio Standard，RPS）。世界其他一些国家也采用了类似 RPS 的机制，包括欧洲（英国、意大利、波兰、瑞典和比利时）[59]和拉丁美洲（智利和巴西）。虽然这些强制性标准并不相同，但大部分都规定在某个具体期限之前可再生能源发电要达到一定比重。以美国为例：①2015 年威斯康星州要达到 10%；②2025 年弗吉尼亚州要达到 15%；③2020 年科罗拉多州要达到 20%；④2013 年纽约州要达到 25%；⑤2020 年加利福尼亚州要达到 33%；⑥2017 年缅因州要达到 40%。

这些政策再加上限制碳排放的联邦法律和燃料价格的不断上涨，大大推动了对可再生能源发电的投资。这一点可以从不同燃料入网发电容量的变化趋势中看出来，其中新增容量中风力发电的比重在 2004 年和 2005 年还不到 10%，而 2008 年已经超过了 40%。

可以用来发电的“可再生”资源种类繁多，不过各有各的问题：

水力：水力发电的成本大约为 10 美元/MWh，这在主要发电资源中是最低的。另外，风能和太阳能的发电量会随天气变化而存在显著差异，但水力发电是比较稳定的、“可调度的”。虽然其总容量会受到降水量和水位的极大影响，但总体而言水力发电可以按照电力系统的要求“调高”或“调低”,。世界上最大的水力发电站位于中国三峡，耗资 300 亿美元，容量超过 20GW。

风力：与其他发电资源相比，风能正变得越来越重要。截止到 2011 年年中，美国风电装机容量达到 35 000MW。欧洲拥有全世界 50% 以上的风力发电容量，其风力发电量比重远远超过美国；丹麦约 20% 的发电量来自风力发电，它是世界上风力发电比重最大的国家。世界上最大的风电场位于美国德克萨斯州西部的罗斯科，装机容量接近 800MW。它的建设成本超过 10 亿美元，占地面积将近 100 000acre（1acre = 4046.86m^2）。

太阳能：虽然太阳能的重要性与日俱增，但相对其他可再生资源来说，它还是太分散了。世界上最大的太阳能发电系统（SEGS）位于加利福尼亚州的莫哈韦沙漠，容量超过350MW。它建于20世纪80年代，占地超过1 600acre，使用了将近1 000 000块光伏发电板。虽然太阳能发电系统只是集中式太阳能（CSP）技术的一个例子，不过采用光伏阵列是更大规模发电的发展趋势。西班牙Olmedilla光伏公园拥有世界上最大的光伏阵列，其容量达到60MW，而且还在筹备更大的光伏阵列。

地热：地热能来自于地球内部存储的热量，大规模的地热能常常位于板块交界处。世界上最大的地热发电设施位于旧金山以北70mile（1mile＝1609.344m）处，其容量达到1.5GW。与水力、风力和太阳能一样，地热能的前期成本远远大于后续运营成本，其前期投资主要用于钻井（一般需要钻2mile深）。但与水力、风力和太阳能不同的是，地热能会随着开采利用而逐渐枯竭。

生物质能：获取生物质能的方法与化石燃料发电厂非常相似，都是通过燃烧燃料来产生电能。所不同的是，生物质燃料是可再生的，例如木材和废物。最常见的木材来源是造纸厂剩余的废料，“废物”主要来自于生活垃圾、工厂废料以及垃圾填埋场产生的废气。生物质能发电厂的装机容量通常比其他可再生能源发电厂小。目前，世界上最大的生物质能发电厂位于威尔士，建成于2010年，成本约为6.5亿美元，容量达350 MW。

2.4.1.6　储能技术

截至2011年，人们已经研究了许多有潜力的电力储能技术，其中包括抽水蓄能、压缩空气储能、电化学储能、飞轮储能、超导储能等。如需更多信息，可登录电力储能协会的网站（www.electricitystorage.org）。

电池储能技术对发电能源结构中风能和太阳能的比重有很大影响。随着储能技术成本降低以及可扩展性增强，风能和太阳能将会具有一定程度的“可调度性”，这有助于负荷管理水平的大大提高。

2.4.1.7　用户需求管理

环保人士一直认为：只比较煤、核能和天然气等资源（这三种资源的发电比重在美国达到90%）的优缺点，而不考虑减少需求的方案，则得到的解决方案必然存在根本性缺陷。事实上节能也可以看作是一种能源，能够替代新建发电厂。然而要想充分利用好减少需求方案，主要取决于两个因素：①能够让用户更好地管理和控制用电量的技术；②能够给用户发送价格信号的电价，同时取消抑制电力企业削减需求积极性的经济措施。

2.4.2　输电线路扩建

在未来几十年里，前文提及的能源结构变化很可能需要大大增加输电容量。扩建输电网络，特别是那些连接可再生能源发电机组和人口密集地区的项目，将有助于美国充分利用现有发电设施，同时促进对可再生能源发电的进一步投资。

2.4.3　新的需求

电动汽车或需求响应资源不仅会影响发电能源结构，还会推动电力系统规划和运

营发生变革。

2.4.4　新技术带来的机遇

电力行业将面临以下技术挑战：

1）需要管理越来越多的运行突发事件，而这些事件是系统在设计时所未预料到的（例如应对风能和太阳能的多变性）；

2）在可控性和可调度性都很有限的情况下，促进间歇式可再生能源和分布式能源的发展；

3）减少电能质量问题（电压和频率的多变性），而这些问题是传统方案所无法轻易解决的；

4）在系统运行中采用高度分布式的、先进的控制和操作理念；

5）提高对快速扰动的响应能力；

6）在电力批发市场弹性不断增大、发电和用电需求模式变化也越来越大的情况下，保证系统运行的可靠性；

7）（由于可再生能源和分布式发电资源具有间歇性，故须）提高高级保护装置的适应性，以应对运行中快速变化的各种情况。

2.4.5　监管面临的挑战

电力行业一直期盼出现新技术，以解决运行中存在的各种问题，但目前还不得不严重依赖于100 年前的老技术。然而，终端用户的期望值已经发生了显著改变。电力企业一直想得到监管方在智能电网投资方面的支持。电力企业发现，除非增加对核心技术的投入，否则普通的新技术是不足以应对这些运行问题的。投资，特别是输电基础设施投资，远远赶不上负荷增长，这种现象在美国一些地区尤为严重。之所以会如此，很大程度上是由于这种大型项目在规划、批准、许可和资助各个环节都会面临诸多困难。

电力行业将重新回到通过价格听证会来获得必要收益水平、以维持国家重要基础设施运行的情形。但是与放松管制之前相比，能够享受到的监管支持变少了。随着价格听证会召开频率的增加，美国的股份制电力企业获得的平均收益在逐步下降。这在一定程度上反映了电力行业在重建监管关系方面获得了有限的成功。此前管制放松破坏了原有监管关系，但没有带来预期效果，当然也没有造成灾难性后果。无论是寻求对新技术的支持，还是仅仅想要使价格听证会取得理想结果，重建信任都至关重要。根据未来发展趋势来看，电力企业将会比以往更频繁地向监管方提交价格听证申请。对监管的讨论也将越来越多地转向能够增强用户服务的技术问题，例如如何使用户更积极地管理其用电量。

2.5　联邦政府对美国智能电网的影响

2.5.1　2007 年能源独立与安全法案，第 XIII 编

《能源独立与安全法案（Energy Independence and Security Act，EISA）》第 XIII 编已

于2007年12月由美国国会通过并由总统签署生效。EISA为美国能源部的智能电网项目提供了法律支持，并加强了能源部在领导和协调美国电网现代化工作方面的作用。EISA第XIII编以智能电网为名，制定了智能电网发展政策，并开展了一些项目和研究计划。其主要条款如下[60]：

1）EISA第XIII编第1301条制定了支持全美输配电系统现代化的政策，以维护电力基础设施的可靠性及安全性。

2）第1302条规定美国能源部每两年向国会汇报一次，内容包括智能电网的部署情况以及来自监管和政府方面的阻碍。

3）第1303条在美国能源部内设立了智能电网咨询委员会和联邦智能电网工作组。

4）第1304条授权美国能源部实施“智能电网地区性示范项目”。

5）第1305条要求美国国家标准与技术研究所（NIST）和美国能源部以及其他机构合作，制定一个智能电网互操作性框架。

6）第1306条授权美国能源部建立“智能电网投资联邦配套基金”。

7）第1307条要求各州和各家电力企业在对电网维护、扩建和升级进行投资时，要首先考虑对智能电网技术和系统投资。

8）第1308条要求美国能源部研究私有输电线法律对热电联产发展的影响。

9）第1309条要求美国能源部对智能电网系统的安全性展开研究。

EISA第XIII编描述了智能电网的一些特点：

1）采用了更多的数字信息和控制技术，以提高电网的可靠性、安全性和效率。

2）对电网运行和资源进行了动态优化，全面提升了网络安全性。

3）部署并整合了分布式资源与发电，包括可再生资源。

4）发展并接入了需求响应、需求侧资源和节能资源。

5）为计量、与电网操作和状态相关的通信以及配电自动化部署“智能”技术（实时和自动化的可交互技术，以优化对电器和用户设备的物理操作）。

6）“智能”电器和用户设备一体化。

7）部署并整合了先进的储电和调峰技术，例如插电式混合动力汽车、带有储热功能的空调等。

8）向电力用户及时提供信息和控制选项。

9）为接入电网的所有电器和设备（例如智能电网的基础设施）建立通信和互操作性标准。

10）发现并减少对智能电网技术、实践和服务应用来说不合理或不必要的障碍。

2.5.2 2009年美国复苏与再投资法案

《美国复苏与再投资法案（American Recovery and Reinvestment Act，ARRA）》是一套经济激励措施，由美国第111届国会于2009年2月制定，并由奥巴马总统于2009年2月17日签署生效。为了应对2000年代后期的经济衰退，ARRA最主要的目标是保留和创造工作机会。其次是为那些受到经济衰退影响最大的群体提供临时援助计划，并对基础设施、教育、医疗和“绿色”能源进行投资。这些经济刺激措施的总成本约为

7870 亿美元，包括对基础设施、教育、卫生、能源的直接投资、联邦税收优惠、增加失业救济金以及其他社会福利计划[61]。

ARRA 的一部分资金由各州发放，州政府对提议进行评估，然后决定是否进行资助；另一部分资金由美国能源部管理，部分以贷款保证金的方式发放。超过 300 家机构和企业得到了 ARRA 的资助，大部分是与智能电网相关的计划和方案，包括[62]：①99 家因智能电网投资补贴（SGIG）共获得 34.8 亿美元资助；②32 家因智能电网地区性和储能示范项目共获得 6.2 亿美元资助；③52 家因劳动力发展计划共获得 1 亿美元资助；④6 家因输电互连计划共获得 8000 万美元资助；⑤49 家因州电力援助政策共获得 4862 万美元资助；⑥50 家因增强了州能源保障共获得 4350 万美元资助；⑦43 家因增强了地方能源保障共获得 802 万美元资助；⑧1 家因制定了互操作性标准和框架共获得 1200 万美元资助。

上述不同类别在项目范围和资助水平上存在很大差异。许多受到 ARRA 激励计划资助的项目如今还发展得很好。为了为智能电网带来更多的私人投资，这些项目和计划还有很长一段路要走。

2.5.3　美国能源部

能源部是美国政府的一个内阁级部门，负责能源技术的研究和开发，包括从电动汽车到可持续能源项目等诸多方面，例如生产清洁煤、节能、清理冷战核遗留、搜集能源数据以及向公众出售能源等[63]。相比其他联邦机构，能源部资助了更多的基础和应用科学研究，其中大部分项目由能源部国家实验室管理。该机构由能源部部长负责。

2.5.3.1　智能电网示范项目和投资补贴

ARRA 提供了美国历史上最大的一笔单一能源电网现代化投资，资助了非常广泛的一系列技术，将推动美国电力系统转型为更加智能、强大、高效和可靠的系统，最终将给用户带来更多的节能选择，提升能源效率，并促进可再生能源（如风能和太阳能发电）的发展。

有 99 家私营企业、电力公司、生产厂商、城市和其他参与者得到了智能电网投资补贴政策的资助，其中 ARRA 提供了 34.8 亿美元，再加上项目承担方的配套资金，投资总额超过 80 亿美元。随着智能电网投资补贴项目的开展，美国能源部为全美 32 个智能电网示范项目（SGDP）提供了 6.2 亿美元资金，行业配套资金 10 亿美元，这些项目展示了先进的智能电网技术和综合系统。这些示范项目包括大规模储能、智能电表、输配电系统监控设备以及一系列其他智能技术，将成为更大规模地部署综合智能电网系统的样板。项目申请者表示，这些智能电网项目将创造数以万计的工作机会；投资将会使电网更加强大和可靠，从而使用户收益；同时这些项目将会对美国全面部署智能电网起到推动作用。这些智能电网项目还能够提供关于智能电网收益与成本效益的宝贵数据，例如能源和成本的节约情况。EPRI 的一项分析表明，到 2030 年智能电网技术的实施将会使用电量降低 4% 以上[64]。这些示范项目也将有利于验证新智能技术在技术和商业上的可行性，展示美国各地综合智能电网系统改造和实施的便利性。项目申请人称，这项投资将创造上万个工作机会，包括制造业工人、工程师、电气技术人

员、设备安装工人、IT 系统设计师、网络安全专家和电力系统分析师等。

智能电网示范项目的资助可以分为两个领域。第一个领域资助了 16 个项目，投资金额为 4.352 亿美元，主要是 21 个州的地区性综合智能电网示范项目，参与的电力企业和机构超过 50 家，用户数量将近 1 亿。这些项目包括：能够使电网不同部分实时交换数据的现代通信技术，帮助电网运行人员监控电力潮流、避免事故和停电的传感和控制设备，能够帮助用户减少能源使用、节约开支的智能电表和家居系统，多种形式的储能技术，可以与电网整合的现场和可再生能源。第二个领域也资助了 16 个项目，投资 1.848 亿美元，主要用于企业规模的储能项目，以提高电网的可靠性和效率，同时减少对新建电厂的需求。这些储能技术有助于扩大可再生能源的整合规模，例如风力和光伏发电系统，还有利于提高频率调节和峰值能量管理。这些项目包括先进的电池系统（包括液流电池）、飞轮储能、压缩空气储能系统（CAES）等。

除了智能电网投资补贴和智能电网示范项目，美国能源部还向美国国家标准与技术研究所提供了 ARRA 资金，以建立一个互操作性框架（1 200 万美元）、输电网络分析和规划（8 000 万美元）、州监管援助（4 350 万美元）、州和地方的智能电网可恢复性规划（5 150 万美元）以及劳动力发展计划（1 亿美元）。

智能电网投资补贴资助的 99 个项目和智能电网示范项目资助的 32 个合作协议将由联邦技术项目官员管理。智能电网投资补贴和智能电网示范项目都会进行指标和收益分析。智能电网投资补贴项目还包括了用户行为研究。智能电网 ARRA 项目的研究结果和相关信息都将公布在 www.smartgrid.gov。美国能源部每年向国会提交两次报告，汇报智能电网 ARRA 项目中技术和成果的最新动态。

2.5.3.2　智能电网工作组

联邦智能电网工作组是在能源独立与安全法案第 XIII 编要求下成立的，包括多个联邦机构的代表。工作组由美国能源部下属的电力供应和能源可靠性办公室领导。另外，美国能源部下属的能源效率和可再生能源办公室以及国家能源技术实验室也是工作组的成员。工作组成员还包括联邦能源管理委员会、商务部、环境保护署、国土安全部、农业部、国防部、国务院、联邦通信委员会（FCC）以及国家航空和太空管理局（NASA）等。智能电网工作组的任务是确保智能电网技术、实践和服务等相关活动的协调和统筹。智能电网工作组与能源部的电力咨询委员会（EAC）合作，落实由国家科学技术委员会（NSTC）的小组委员会制定的智能电网政策，同时协调整个国家的研究开发和示范项目、国际活动以及宣传教育工作[65]。

2.5.3.3　电力咨询委员会

电力咨询委员会向美国能源部电力供应和能源可靠性办公室的助理主任进行汇报，其职责是增强美国输电现代化的领先地位，为能源部提供高水平的咨询意见，使美国能够克服前进道路上的障碍，咨询范围包括智能电网技术的部署、储能技术的研发、可再生能源系统的接入以及新的输电基础设施等[66]。电力咨询委员会的使命是协助能源部实施《2005 年能源政策法案》和《能源独立与安全法案》，以及对全美输电基础设施进行现代化改造。电力咨询委员会是根据《联邦咨询委员会法案》成立的。

电力咨询委员会在很多领域为能源部提供建议和推荐措施，包括以下这些方面：

1）确保电力供应充足，包括规划新的基础负荷发电容量以满足需求增长、现有容量退出、能源效率方案以及增加可再生能源发电容量等。

2）能源部与电力相关的研发项目。

3）美国国家和地方的电力基础设施（发电、输电、配电）的现代化，包括智能电网技术和储能技术的实施。

4）增强国家能源供应基础设施的可恢复性，以应对自然灾害、设备故障、人为失误和人为破坏等。

2.5.4　美国国家标准与技术研究院

美国国家标准与技术研究院（NIST）隶属于美国商务部，成立于1901年，是美国第一个联邦级物理科学研究实验室。NIST与行业合作，共同研发和应用技术、测量和标准等。在《能源独立与安全法案》中认为NIST的主要职责是“负责协调发展框架，包括信息管理协议和模型标准，以实现智能电网设备和系统之间的互操作性”[67]。

NIST智能电网路线图是三阶段计划中的第一阶段，负责确立标准、优先级和一个互操作性框架。第二阶段是建立智能电网互操作性专家咨询组（SGIP）。SGIP是一个仍在运行的、政府和民间的合作组织，它提供了一个开放平台，使相关参与者能够一起合作、协调和加速智能电网标准的发展。第三阶段是建立一个检测智能电网标准是否具有一致性、校验智能电网设备和系统兼容性的框架。

为了引导行业发展，NIST对互操作性进行了定义：

两个或多个网络、系统、设备、应用和组件之间交换和易于使用信息的能力，对用户而言，还要兼顾安全、有效而且操作方便。智能电网将是一个具有高度互操作性的系统。也就是说，不同系统间要能够交换有意义的、可付诸行动的信息。各个系统对所交流信息的含义具有同样的理解，该信息将会引发事先约定好的应答。智能电网系统间信息交换的可靠性、忠实性和安全性必须达到必要的水平。

NIST指定EPRI来推动智能电网互通路线图的发展，并指派国家电气制造商协会（NEMA）加入标准路线图工作组。NEMA还与除NIST外的其他组织密切合作（比如EPRI）以确保标准统一，从而简化产品的设计、制造和安装。为了规范SGIP的工作，NIST路线图主要包括了以下内容：

1）一个概念参考模型，展示了人们对智能电网综合系统的普遍认识，以促进对智能电网架构的设计（见图2.2）。

2）75项初始标准，以解决由NIST提出的问题。这些标准侧重于FERC智能电网政策确立的优先项目，特别是需求响应和用户节能、广域态势感知、储能、电动交通工具、AMI、配电网络管理、网络通信和网络安全等。

3）优先发展新标准以及修订现有标准，支持能够解决影响智能电网组件互操作性和安全性的主要问题的行动计划。

4）制定智能电网安全战略的初步计划，以评估风险并明确应对这些风险的要求。

2.5.4.1　智能电网互操作性工作组

SGIP由NIST发起，成立于2009年11月，致力于制定智能电网设备和系统互操作

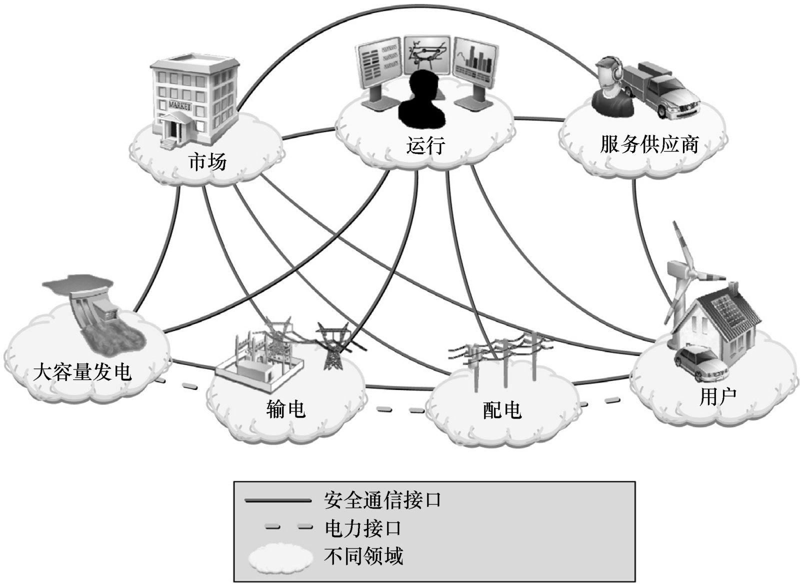


图 2.2 NIST 智能电网概念参考模型［来自于美国国家标准与技术研究院（NIST），美国商务部，NIST 智能电网互操作性标准框架和路线路（2.0 版），NIST 特刊 1108R2，2012 年 2 月］

性框架。根据 SGIP 的章程：

SGIP 是由 NIST 成立的一个会员组织，为相关参与者提供一个开放平台，使其能够与 NIST 一起合作，共同促进智能电网标准的发展。SGIP 还负责审查应用论证、制定要求和架构参考模型、协调和加速智能电网检测和认证，并为实现这些目标提供行动方案。SCIP 并不参与标准的撰写，只作为一个协调标准和规范制定的平台。

因此，SGIP 不仅负责确定和处理标准化的优先级，而且在促进和发展信息架构、网络安全战略以及检测和认证框架中发挥着领导作用。SGIP 侧重于分析和协调各方工作，以帮助 NIST 实现其职责，NIST 路线图就是其工作的出发点。SGIP 的结构如图 2.3 所示，这种结构使得 SGIP 能够完成各项复杂而紧迫的工作。SGIP 的成员由三个核心团队领导——NIST、全体成员和一个理事会。理事会具有丰富的经验、知识和背景，并且具有大局观。它以共识为核心价值，确保能够全面考虑所有合理观点和建议，其主要职责包括批准工作方案并确定其优先级、促进与标准制定组织的对话、为 SGIP 安排必需的资源等。

NIST 的成员很多而且多样化，因为它免费开放给所有想从事智能电网事业的机构。到目前为止，它拥有 1700 个个人成员，这些成员来自于 590 个成员组织（90% 来自美国，5% 来自加拿大，5% 来自其他国家），代表了 22 类相关参与者。此外，所有成员分属于以下常务委员会、工作小组和团队，由项目管理办公室提供支持：

1. 常务委员会和工作组

a. 架构（SGAC）

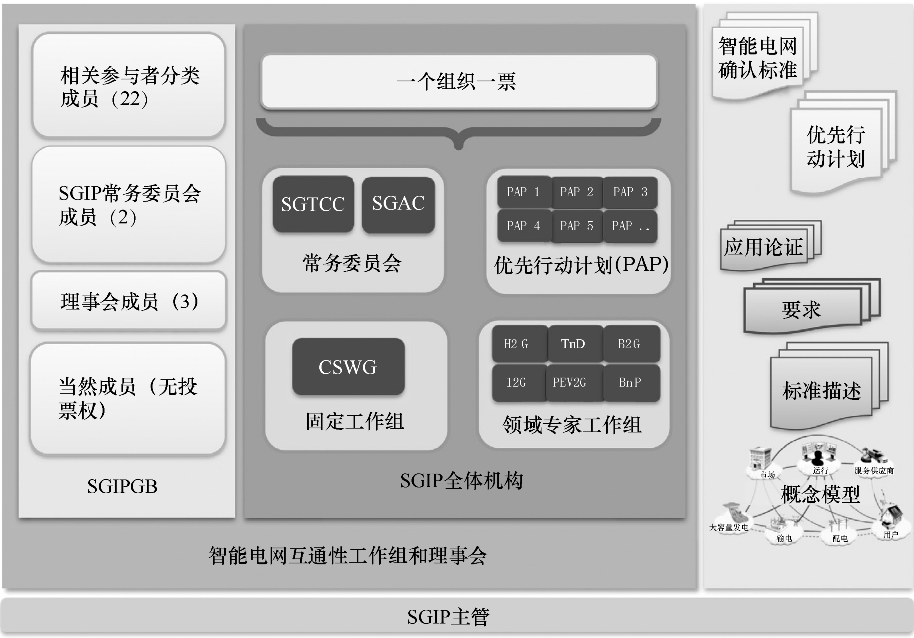


图 2.3　SGIP 的结构［来自于美国国家标准与技术研究院（NIST），美国商务部，NIST 智能电网互操作性标准框架和路线图（2.0 版），NIST 特刊 1108R2，2012 年 2 月］

b. 网络安全（CSWG）

c. 测试和认证（SGTCC）

2. 各领域专家工作组

a. 输电和配电（T&D）

b. 工业到电网（I2G）

c. 建筑到电网（B2G）

d. 家庭到电网（H2G）

e. 车辆到电网（V2G）

f. 业务和政策（BnP）

3. 优先行动计划（PAP）团队

a. 电表升级标准

b. IP 在智能电网中的作用

c. 智能电网的无线通信

d. 通用价格通信模型

e. 通用调度机制

f. 标准计量数据规范

g. 计量数据表的通用语义模型

h. 电力储能互联指导

i. 配电网络管理的通用信息模型（CIM）

j. 标准 DR 和 DER 信号

k. 标准能量使用信息

l. 电动汽车的通用对象模型

m. IEC 61850 对象/DNP3 映射

n. 时间同步，IEC 61850 对象/IEEE C37.118 协调

o. T&D 电力系统模型映射

p. 协调 PLC 标准用于家用电器设备通信

q. 风力发电厂通信

随着 NIST 和 SGIP 工作的不断深入，再加上目前对电信和网络安全计划的重视，公共投资、对中小型市场参与者的私人投资以及主要电力公司的直接投资的发展趋势都非常不错。

2.5.4.2 智能电网咨询委员会

2010 年 9 月，NIST 从美国电力行业、学术界以及商业和专业组织中提名了 15 个人，作为智能电网联邦咨询委员会（SGFAC）的成员。该咨询委员会向 NIST 提供智能电网的互操作性标准、优先级、发展差距和总体方向及地位、智能电网项目实施的健康度等方面的信息和建议，包括对问题和需求的判断。这些信息和建议将用于引导 SGIP 的活动，帮助 NIST 管理智能电网相关研究和标准制定。该委员会的职能仅限于咨询[69]。

2.5.5 联邦能源管理委员会

为了应对能源危机，美国国会于 1977 年通过了能源部组织机构法案，将许多与能源相关的机构并入能源部。国会坚持认为能源部必须保留一个独立的监管机构——联邦能源管理委员会（FERC），并且要一直保持其独立状态。FERC 对跨州电力销售、趸售电价、水电建设许可证、天然气定价和石油管道运输费具有管辖权。FERC 还负责审批液化天然气（LNG）集散站、跨州天然气管道和非联邦水电项目[70]。2005 年的美国能源政策法案扩大了 FERC 的权力，使其可对主干输电系统施加强制可靠性标准，并对操纵电力和天然气市场的企业进行惩处。

为了保证电力系统现代化进程和《能源独立与安全法案》第 XIII 编的规定相一致，FERC 一直很重视与智能电网相关的议题。FERC 从 2009 年 7 月开始实行了一项智能电网政策，这项新政策优先采用了早期发展的智能电网行业标准，其目的是：

1）确保电网的网络安全。

2）为地区市场运营商、电力企业、服务供应商和用户提供双向通信。

3）确保电力系统运营商拥有能够同时监测自身系统和邻近系统状态的设备，以防受到区域外故障的波及，维护系统的稳定运行。

4）协调电力系统与新兴技术的整合，例如可再生资源、需求响应资源、电力储能设施、电动交通系统等。

该政策还为智能电网技术的早期采用者提供了成本回收方案，如果他们能够满足

一些条件，其中一个条件是必须证明这些成本改善了网络安全和电力系统的可靠性，而且具有进一步提高的空间。重要的是，通过采用这些智能电网技术标准，该政策表明了 FERC 不会干涉各州选用任何高级测量或需求响应方案的权利。实施这项政策时，FERC 遵守了联邦电力法案规定的联邦和州监管权的界限，包括电价、输电服务条款和电力销售[71]。FERC 的工作大部分按预期执行，然而它却增加了一项具有争议性的措施：它偏离了标准做法，批准智能电网的早期采用者可以实施临时电价。通常情况下，电力公司只能提高价格来回收具有成本效益的技术投资。在国家标准通过之前，并且分析师也还未确定出最具成本效益的技术的时候，州监管机构就计划让开发这项技术的电力供应商把他们的成本转嫁给用户。FERC 的临时电价政策规定，电力供应商满足下述四项要求后，才可以从用户处回收成本：必须促进《能源独立与安全法案》的目标的实现，证明大规模电力系统的可靠性和安全性不会受到负面影响，减少搁浅成本，同意向能源部提供反馈信息以促进智能电网及其互操作性标准的发展[72]。

FERC 在智能电网领域的利益和责任源自于下述因素：制定电价、输电条款和跨州贸易批发价格的权力；为美国大规模电力系统批准和实施强制可靠性标准的职责；最近颁布的一项法律，要求委员会采用必要的互操作性标准和协议，以确保跨州输电、地区性电力市场和批发电力市场中智能电网的功能性和互操作性。

2.6　国际条约和非政府组织

2.6.1　条约和谈判

世界各地发展智能电网的动力各有不同，有的是从零开始发展先进的基础电力设施，有的则更加关注气候变化和环境的可持续性。国际能源署（IEA）将智能电网称为“确保电网可靠运行的关键因素，它能够更广泛地整合各种能源以达到可持续性标准，同时还可兼顾电力生产商和用户的利益”[74]。IEA 还明确了智能电网发展的关键驱动力：激励政策和立法。此外，IEA 在“2011 年智能电网技术路线图”中大致描绘了让全球电力行业碳足迹减半的路径：2050 年全球 CO_2 排放量要从当前的 40% 降到 21%，每年至少要减少 CO_2 排放 200 亿吨。路线图中还介绍了实现这些排放目标所必需的智能电网技术[75]。在未来 20 年内，全球电力部门的现代化和无碳化将需要约 13 万亿美元投资[56]。

虽然没有专门针对智能电网的全球性条约，但智能电网正日益成为多国协商、合作和国际非政府组织（Non-Government Organization，NGO）关注的一个焦点。

2009 年的哥本哈根协议，得到了 120 个发达和发展中国家的支持，见证了十个排放量最大的经济体承诺将制定具体的目标和行动[76]，并设定了激励措施促进全球智能电网发展以减少温室气体排放。中国承诺到 2020 年将使单位经济增长的碳排放比 2005 年减少 40% ~45%，为了实现这个目标，中国将在其第十二个五年计划期间（2011 ~ 2015 年）开始实施国内碳排放交易方案⊖。

⊖　截至 2014 年 9 月，中国已在 7 个省市开展碳排放权交易试点。资料来源：网易财经网。——译者注

“主要经济体能源和气候论坛”（MEF）代表世界上最大的17个经济体，在哥本哈根宣布建立新的全球伙伴关系，围绕“包括十项气候相关技术在内的一系列技术，共同致力于减少能源行业80%的CO_2排放”。这十项技术中有一项是由意大利和韩国领导的一个智能电网计划，该计划呼吁“创建一个平台，以促进智能电网技术标准在不同国家和地区间的发展和协调”[77]。这个计划的主要内容包括：①对智能电网技术进行了概括，其“有望提高电力的可靠性和安全性、能源效率、环境影响和经济性，同时通过发展负荷管理和储能技术以实现对可再生能源发电的整合”；②智能电网能够“促进其他CO_2减排技术和方案的发展和实施”，具有减缓气候变化的潜力；③能够“加快智能电网技术开发和部署”的行动[78]。这些行动包括：

与当前各个研究计划合作共同支持创新，以整合和协调世界各地的工作和成果；加速智能电网的部署；促进智能电网标准在不同国家和地区之间的发展和配合；建立并维护一个全球知识库，将不同机构和企业过去以及现在正在实施的智能电网研发、试点项目及各种规模部署工作的信息进行共享[77]。

MEF计划发布后不久，美国、韩国、意大利、日本和其他12个国家于2010年7月发起了国际智能电网行动网络（ISGAN），这是一个协调各国政府、IEA和国际标准化组织的高层次自愿合作框架，用以加速全球智能电网的发展。ISGAN得到了超过15个国家政府的支持，侧重于智能电网发展中政府具有监管权力、专门知识、召集权力和其他影响力的方面，包括政策、标准和监管、经济和商业模式、技术和系统发展、用户和消费促进以及劳动力技能和知识等。

世界经济论坛（WEF）也参与智能电网的跨国协调工作。它已经建立了10个公私部门共同参与的大型综合智能电网示范项目，这些项目分布于不同的监管制度和实施环境中，以便于弄清从现有示范项目可以获得哪些信息和经验。WEF的目标包括制定成功标准，为未来的示范项目建立一个有价值的商业论证，并为智能电网的实施制定路线图。WEF还将提供投资和政策建议，促进智能电网价值链之间的合作以分担风险，向投资者和政府阐明价值定位[79]。

2010年7月，美国能源部部长朱棣文在华盛顿特区举办了第一届清洁能源部长级会议，旨在加速全球清洁技术投资。参会国家包括英国、中国、意大利、挪威、韩国以及其他19个国家，这些国家的温室气体排放占全球的70%，GDP占全球的80%。这些国家的能源部长承诺将会在11个能源效率和可再生能源项目上投入数亿美元，可在未来20年内减少新建500个中型发电厂的需求，其中一些项目侧重于电动汽车部署和智能电网。俄罗斯和美国宣布了一项“企业对企业的试点项目”，促进电力企业在智能电网技术应用上的合作，以优化输配电过程和促进创新。

欧洲技术平台计划成立于2005年，为“促进欧洲电力网络的积极发展，实现欧盟2020年可再生能源和能源效率目标”提供了又一个交流平台[80]。日本和西班牙达成双边合作伙伴关系，日本的三菱、日立公司会与西班牙政府合作一起推动西班牙的智能基础设施建设，以带动西班牙南部地区电动汽车的发展。日本和西班牙的这项创新项目“不仅提供了智能电网技术，而且还获得了日本企业在全球的商业经验、能源管理和

信息通信技术（ICT）系统”[80]。

其他相关的国际协商和合作包括：①国际可再生能源机构（IRENA），旨在促进全球对各种可再生能源的利用，其签署国包括 48 个非洲国家、37 个欧洲国家、34 个亚洲国家、15 个美洲国家和 9 个大洋洲国家[81]；②可再生和分布式能源整合国际会议，处理“作为大规模分布式能源与电网整合先决条件的技术、市场和监管问题”；③国际电动汽车研讨会，联合了世界电动汽车协会、欧洲电池及混合动力和燃料电池电动汽车协会（AVERE）、电动交通运输协会（EDTA）和亚太地区电动汽车协会（EVAAP）。

2.6.2　国家、地区的行动和先例

世界 11 个主要经济体都实施了“绿色激励”方案，投资总额达 1736 亿美元，推动了一些国家和地区向智能电网快速转型，并且为全球性的标准、协议和条约的进一步协商创造了条件。

2.6.2.1　亚洲/太平洋地区

目前，中国在发展智能电网基础设施以满足国内需求方面超过了世界其他各国，而且在发展下一代电网技术方面也处于全球领先地位。根据中国电力企业联合会发布的信息，2009 年中国政府对智能电网的投资超过了对发电设施的投资[83]。中国国家电网公司拥有的电网覆盖了中国大陆 80% 以上的面积，2010 年该公司宣布要在 2020 年建成一个“更坚强更智能”的电网。截止到 2011 年春，中国国家电网公司已经进入“全面建设阶段”，计划安装 5000 万台智能电表，建立多个智能变电站、自动化配电系统、智能社区和综合试点项目。中国已经建成了一个世界上最大的电动汽车充电网络，其“十二五”规划还要新建超过 2000 个充电站和电池更换站以及超过 20 万个充电桩，为 2015 年电动汽车保有量达到 50 万辆做好网络建设。中国国家电网公司已经拥有 28GW 风力发电容量，目前还在计划新建智能基础设施以支持 2015 年实现 100GW 风力发电和 5GW 太阳能发电的目标。中国国家电网公司在标准制定上也领先于世界水平，已经为智能变电站制定了 15 项标准，居世界第一。中国国家电网公司预测，等到 2020 年“更坚强更智能”的电网建成后，可减少 CO_2 排放约 16.5 亿 t，与 2005 年相比，碳强度降低 8.8%，达到总目标的 20%[84]。

韩国智能电网的发展同样迅速。于 2009 年建立了韩国智能电网研究院，并于 2010 年宣布要在伊利诺伊州实施四个项目。韩国电信和 LG 公司在芝加哥领导了一个 2500 万美元的智能建筑项目，该项目能够汇集 DR 并出售到批发市场（PJM）；芝加哥大学和韩国国家研究所将合作研究电网的网络安全和可恢复性；美国伊利诺理工大学和韩国电子技术研究所将在配电自动化、分布式发电、储能整合以及微网与电网连接所必需的能量管理等方面展开合作；韩国电气工程与科学研究所将帮助伊利诺伊理工大学进行智能电网培训，开办高级管理人员培训课程以帮助他们获得更好的实践和技能经验。韩国知识经济部部长崔炅焕认为，“我们的主要目标是推动全球智能电网的发展。如果我们在伊利诺伊取得了首次成功，那么在全球推广将会更容易。”[85] 韩国有 150 多家电信、电器制造和运输企业正在参与济州岛的一项 1 亿美元的示范项目，该项目将 6000 个拥有智能电器和电动汽车的家庭与可再生能源发电通过智能电网连接起来。

2011 年 5 月，日本东芝公司以 23 亿美元的价格收购了 Landis & Gyr 公司，该公司拥有全球智能电表市场 30% 的份额，这使日本在这个出口市场上成为韩国一个强大的竞争对手[86]。日本新能源和工业技术发展组织（NEDO）已经在美国市场上站稳了脚跟，在新墨西哥地区开展了一些试点项目。该组织还和日立、夏普等六家公司合作，在夏威夷实施了一个 3700 万美元的项目，侧重于智能电网在岛州和岛国的应用。

埃森哲公司为 WEF 在世界各地的试点项目进行了研究，发现一些岛国具有快速应用智能电网的潜力。这些岛国城市人口密集，有利于电动汽车的使用，而且监管效率比较高[87]。此外，这些国家依赖外部能源，全球变暖会给其造成非常严重的后果，这种内在动力进一步推动了其采用微发电和可再生能源等多种能源形式。

这项研究特别提到新加坡，将其称为建立电动汽车网络的理想地区，因为新加坡①是一个城市国家；②存在自上而下直接沟通的政治环境；③具有高效而可靠的电网，IT 产业发达；④气候变化影响很大，例如会引起滨海陆地减少、洪水泛滥、淡水资源减少以及疾病传播；⑤对能源安全非常重视，因为新加坡本土缺少石油、天然气、水力和地热资源，而且鉴于其人口密度和国家面积，发展核能也不现实；⑥信奉自由市场能够带来创新，市场失灵需要通过标准和监管进行纠正；⑦具有发展前沿技术以扩展市场的进取心[88]。

在澳大利亚，维多利亚州是世界上第一个全面部署智能电表的地区，同时中央政府与电力和水力行业的合作者共同投入 1 亿美元实施了一个智能城市示范项目，此外中央政府还大力支持澳大利亚第一个商业规模智能电网的建设[89]。新西兰的 Transpower 公司已经拨款 1000 万美元作为智能电网投资的启动基金[80]。

2.6.2.2 欧洲

欧洲早就采用了碳排放上限政策，在经济和政策上大力支持可再生能源发电（包括制定了一个强制性目标：2020 年可再生能源发电比重要达到 20%）[90]，并针对新型小客车制定了新的监管法规以加速纯电动汽车的发展[91]，这些措施使得欧洲在智能电网领域的发展处于领先水平。

欧洲未来电网技术平台于 2005 年启动运行。最近，欧洲共同市场要求其 27 个成员国必须向市民提供用电信息，同时欧盟定下目标 2020 年智能电表部署率要达到 80%。

欧洲一些国家本身也在不断推进智能电网建设。意大利、丹麦和爱尔兰在大规模采用 AMI 和需求侧资源以平衡高水平的可再生能源方面都位居世界前列[92]。2009 年 12 月，欧洲北海沿岸九国宣布开始建设连接九国的大型北海电网[90]。法国配电运营商——法国电网输送公司（ERDF）是世界上最大的垂直一体化电力公司，该公司在一个基于高级通信协议的试点项目中，部署了 300 000 个智能电表和 7000 台低压变压器。如果该项目进展顺利，ERDF 将在 2016 年前把所有 3500 万个电表替换为智能电表，成本为 40 ~ 60 亿欧元[75]。

2009 年 7 月，英国制定了低碳转型计划（LCTP），其中一项承诺是力争到 2020 年为每个家庭都装上智能电表，总量达到 4700 万个。该计划由能源和气候变化部（DECC）与天然气和电力市场办公室（OFGEM）共同领导，英国电工和制造商协会也

提供了大力支持[93]。DECC 将该计划称为“自北海天然气开采以来，能源行业发生的最大变化”[94]。

商业模式的转变尚未跟上技术的前进步伐。IEEE 无线个域网工作组主席 Bob Heile 认为，欧盟仍需努力发展新的价格模型，以鼓励非高峰期用电。按照目前的构想，负荷转移需要用户根据通过互联网收到的量表信息主动调整用电方式[95]。

2.6.2.3　非洲/拉丁美洲

迄今为止，非洲智能电网建设主要集中在沙漠太阳能发电项目和超级智能电网计划，旨在为欧洲提供北非沙漠丰富的太阳能和风力资源[96]。南非已经开始部署智能电网技术以解决可靠性问题，同时 BPL 公司正在为加纳国家电力公司的一部分配电网部署智能电网技术和电力线宽带通信技术[97]。第一届中东和北非地区（MENA）智能电网大会于 2011 年 12 月在开罗举行，此次大会也许能够推动很多新计划的产生。

拉丁美洲也处于探索阶段。巴西电力协会（APTEL）正在与政府合作进行电力线窄带载波试验，侧重于社会和教育意义。一些电力公司也在开展智能电网试点项目，例如里约热内卢州的配电运营商 Ampla 公司（西班牙 Endesa 电力公司的子公司）正在部署智能电表和提高网络安全，以减少非法接入带来的损失。圣保罗州的配电运营商 AES Eletropaulo 公司采用 IntelliGrid 联盟（EPRI 的一项计划）制定的架构，开展了一个智能电网商业项目[75]。

其他国家虽然没有直接投资智能电网，但也在不断推进可再生能源发电、电动汽车和分布式发电的发展，按照这些资源的发展速度，最终还是需要先进的电网管理技术。全球发展中心资深研究员 David Wheeler 指出，1990 年以来全球新增清洁能源中，发展中国家所占比重为 55%。以格林纳达为首的一些岛国共同签订了一项开创性协议，以提高能源效率、减少化石燃料使用、减少温室气体排放[98]，显现出对新型电力基础设施的需求。总部位于科罗拉多州的绿色能源集团制定了一项“为发展中国家提供可再生能源的通用计划”，并在海地对他们的“全球能源模型（GEM）”进行试点，旨在为埃塞俄比亚、苏丹、巴基斯坦和刚果提供一个发展样板[99]。

2.6.3　非政府组织

到目前为止，只有少数几个国际非政府组织在倡导智能电网建设、监管和市场结构等方面的工作。绿色智能电网计划（SGGI）是一个行业联盟，也是哥本哈根气候大会上的一个官方代表[100]。环境保护基金会总部设立在美国，但是积极参与中国、印度、韩国、墨西哥、巴西等国家和东南亚、加勒比海等地区的活动，还活跃于各个国际气候协商会议。该基金会在很多国家和地区从事智能电网部署和倡导工作，例如德克萨斯州奥斯汀市山核桃街的项目。智能电网协会的使命是“推动所有相关参与者之间的有效合作，促进、培训和倡导采用具有创新性的智能电网解决方案，从而为用户、社会和投资者带来经济和环境效益”[101]。智能电网协会还帮助日本“与美国密切合作，共同开发和部署智能电网”[102]。

为了进一步促进国际智能电网交流与合作，2010 年 4 月成立了全球智能电网联盟，以“支持智能电网技术的快速实施，促进与能源相关的想法和实践的国际交流，并为

世界各国公私部门之间的对话与合作建立一个途径”[103]。

2.7 智能电网行业计划

世界范围内的许多智能电网活动都是由协会、工作小组、委员会和独立组织推动的。任何推动电网智能化的努力都必定与监管机构的态度、措施以及政策紧密相关。这些组织和机构常常采取激励措施或强制规定以推动电力公司参与智能电网投资。本节对一些智能电网计划进行了总结。

2.7.1 EPRI 的 IntelliGrid™理念

IntelliGrid 理念源于 EPRI 在 2001～2004 年期间研究的“综合能源及通信系统体系架构”（IECSA）。此项研究的成果已经公开发表[104]，并被全世界许多电力企业所采用，为其企业系统和电网基础设施开发智能电网路线图。这个方法还支持通信体系架构的继续开发，保证产品和系统之间的互操作性。IEC 已于 2008 年批准将该方法用作制定能源系统要求的公用规范（IEC/PAS 62559）。

EPRI 智能电网标准架构结合了电力公司运营经验与通信和信息技术知识，这种综合性方法确保了智能电网技术标准的发展路径“没有遗憾”，能够为电力公司节约数百万美元的研发费用，并加快了这些标准的采用速度。IntelliGrid 为智能电网系统的实施提供了方法、工具以及推荐标准和技术，例如高级计量、配电自动化、需求响应和广域测量。EPRI 在标准制定方面的成就包括对 ANSI C12 测量标准的贡献，用于发展 IEC 61970/61968 CIM 后端 IT 整合标准的 EPRI 控制中心应用程序界面（CCAPI）项目，以及 IEC 61850 变电站自动化标准。EPRI 的 IntelliGrid 项目是一个强有力的研究计划，在应用标准、通信技术和高级系统整合方面不断进行战略性和创新性研究，强调信息技术与运行技术（IT & OT）的融合，促进高级智能电网应用对实际运行的提升。

2.7.2 EPRI 智能电网示范计划

为了推动行业获得分布式能源的整合效益，EPRI 与 18 家电力公司直接合作（还有很多间接合作公司），开展了一个国际智能电网示范计划，将分布式能源（分布式发电、储能、可再生发电和需求响应）与一个“虚拟发电厂”整合在一起（见图 2.4）。参与该计划的 18 家公司中，有 11 家将会大力投资建成示范工程，为推动行业进步分享研究活动和成果。所有这些合作公司，无论是否是示范工程，都将直接参与研究，获得技术评估、体系设计、成本收益分析、最佳实践方法和经验教训等第一手知识带来的收益。为实现推动行业发展的目标，此项计划的重要成果将会公布在 EPRI 的智能电网资源中心[105]，同时提供赞助的电力公司将会因其对行业的贡献而受到表彰。

EPRI 的这项大型示范计划在设计中采用了一个公共的科学框架和结构，以便研究结果的汇报和评测都能基于同一种方法，使不同项目中的类似研究可以更为有效的协调和配合，从而获得协同效益——使整体收益大于部分收益之和。为达到这个目标，在制定要求、评估技术、开发能够减小技术淘汰风险的架构以及执行成本收益分析等方面，应用了 EPRI 的 IntelliGrid 方法来保证整个过程的一致性和科学性。

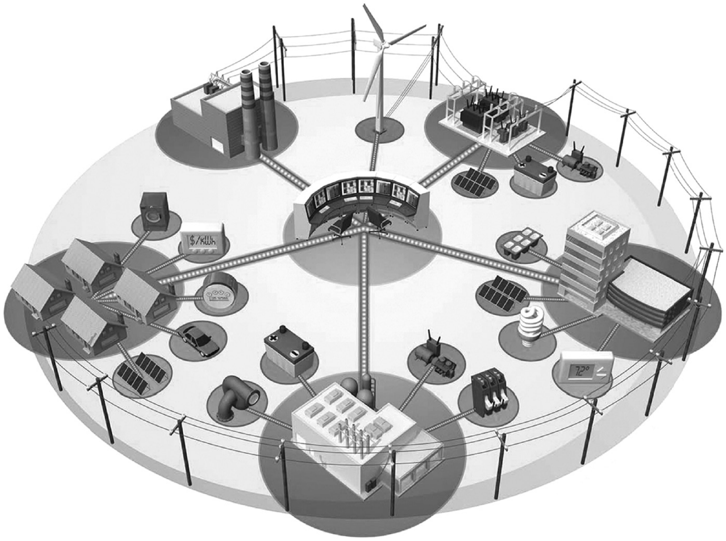


图 2.4　EPRI 智能电网示范框架（Copyright 2009 Electric Power Research Institute, Inc. All rights reserved）

很多项目将会对行业在系统互操作性和分布式能源整合方法等方面的发展起到非常重要的影响，因此为了挑战这些项目组的水平，EPRI 为智能电网示范计划的主办场地制定了六项关键因素或标准：

1）整合多种类型的分布式能源：项目必须在公共平台上整合至少两种不同类型的分布式能源，包括分布式发电、可再生发电、储能和需求响应。

2）连接零售用户与批发市场和/或电网：通信是目前发展速度最快的领域之一，同时它也推动了智能电网的发展，使供求双方能够紧密联系起来。为了直接控制分布式能源的运行或激励其进行变革，项目必须让相关装置和/或用户能够接入某种类型的市场或收到电网可靠性信号。

3）部署关键的整合技术和标准：为了与分布式能源整合，项目必须采用已有的或具有发展潜力的技术和标准，推荐采用经过 NIST 认证的标准和规范。

4）与系统规划和运行整合：项目必须将分布式能源与电力公司的系统规划和运行进行整合。整合工具和技术要能够使分布式能源适应电力公司的运行和规划过程，达到与供应侧资源相同的水平。

5）与示范计划的目标和方法兼容：致力于 IntelliGrid 方法的应用和信息共享，以促进行业发展。

6）充分利用任何可用的额外资金来源：为确保计划成功，电力公司必须为计划提供资金来源。充分利用来自政府、学术界、商界、研究机构和其他公共机构的资源，也是一种筹集资金的方法，同时这样做还能加强与外界的合作。

项目部署要一直持续到 2014 年，而在 2011 年末就已经有 23 个国际成员，包括 Ameren 服务公司、美国电力服务公司、CenterPoint 能源公司、哈德逊中部天然气与电

力公司、爱迪生联合电气公司、杜克能源公司、法国电力公司、Entergy 公司、Ergon 能源公司、ESB 网络公司、Exelon 公司、第一能源公司、夏威夷电力公司、Hydro-Québec 公司、堪萨斯市动力和照明公司、新墨西哥公共服务公司、萨克拉曼多市政电力公司、南加州爱迪生电力公司、美国南方电力公司、西南电力联营公司、美国盐河项目、田纳西流域管理局、威斯康星州公共服务项目以及一项由东京电力公司主持的居民用电研究项目，参与该项目的国家有美国、加拿大、爱尔兰、法国、澳大利亚和日本。

EPRI 主要通过智能电网资源中心（http：//www. smartgrid. epri. com）向公众共享信息，中心还建立了一个应用论证库（http：//smartgrid. epri. com/Repository/Repository. aspx），这是其最重要的贡献之一。应用论证库记录了行业内许多智能电网项目的功能性要求。许多电力公司在经历了应用论证过程、决定了自己的智能电网系统的功能性要求和架构设计之后，将其无私地共享出来，从而使整个行业受益。除了在智能电网资源中心提供信息共享，EPRI 还积极参与和协调智能电网相关的活动和会议。

2.7.3 智能能源协会

智能能源协会（SEA）是由凯捷、思科系统、通用电气能源、惠普、英特尔和甲骨文公司共同成立的一个组织，其目标是帮助电力公司改造他们的输配电运行。下一代配电系统将使 IT、通信和能源系统更加紧密地结合起来。通过采用灵活的模块化框架，SEA 的开放式合作能够充分利用其深厚的行业背景、领先的技术优势和互补能力，为用户提供解决方案以帮助其提高生产效率和利润[106]。自 2007 年以来，SEA 的成员公司一直与电力公司及其他参与者合作，帮助行业将“智能能源”路线图变为现实。

2.7.4 智能电网协会

智能电网协会由美国能源部设立于 2003 年，由整个能源供应链的相关参与者组成，包括电力公司、大型科技公司、学术界、风险投资者、新兴科技公司等，倡导智能电网建设要为公共利益服务。相关参与者的多样性为协会带来了多元化视角，促进了成员之间的互动交流。作为一个以共识为基础的组织，各种不同观点的汇集，使得对关键议题做出决议必须经过深思熟虑[107]。智能电网协会不是一个研发机构，而是一个能够协调各项活动的中介，以充分利用各种技术手段来发展综合能源系统，这个能源系统要能够涵盖从发电机组到家用电器等各种不同的组件和应用。智能电网协会和美国能源部电力供应与能源可靠性办公室合作，举办了一个全国性的大型会议——“电网周”，这是其促进美国智能电网发展的一项重要成果。

2.7.5 智能电网架构委员会

智能电网架构委员会（GridWise Architecture Council，GWAC）一直与智能电网协会紧密配合。GWAC 也是由美国能源部设立的，旨在促进全美电力系统中电力公司之间的互操作性。GWAC 成员组成十分平衡，包括了用户和电力供应链中的许多不同组成部分。GWAC 具有广阔的视角，为各种不同智能电网技术的应用提供了非常有价值的行业指导和工具[108]。2004 年 5 月成立之后，GWAC 的首要工作是制定了互操作性准则，这些准则已得到许多电力行业相关参与者的认可和支持。目前 GWAC 正在与相关参与者合作，为电力系统的互操作性和整合议题建立一个技术框架。例如，GWAC 正

在制定一份清单，相关参与者可根据清单来核查、发展和实施自己项目的互操作性。GWAC 还很注重培养行业对智能电网协会互操作性准则带来的灵活性和可用性的认识，推动行业文化朝着不断提高互操作性水平的方向发展。

2.7.6　国际电工委员会第 57 技术委员会

国际电工委员会（IEC）第 57 技术委员会（TC 57）[109]的职责是为电力系统及其控制设备制定国际标准并进行后续维护工作，包括能量管理系统（EMS）、数据采集与监视控制（SCADA）、配电自动化、远方保护以及在电力系统规划、运行和维护中要用到的实时和非实时信息交换。

1）WG 3—远动规约；

2）WG 10—电力系统智能电子设备通信及其数据模型（IEC 61850）；

3）WG 13—能量管理系统应用程序接口（EMS—API、CIM、IEC 61970）；

4）WG 14—配电管理系统接口（SIDM、CIM、IEC 61968）；

5）WG 15—数据和通信安全；

6）WG 16—放松管制的能源市场通信；

7）WG 17—分布式能源通信系统；

8）WG 18—水电厂——监测和控制通信；

9）WG 19—TC 57 内部的长时间周期互操作性；

10）WG 20—单边电力载波系统设计导则（IEC 60495）和单边电力载波系统设计导则（IEC 60663）。

用户组推动了 TC 57 标准的使用，并为持续改进标准提供了有价值的反馈信息。图 2.5展示了与 IEC TC 57 相关的用户组。

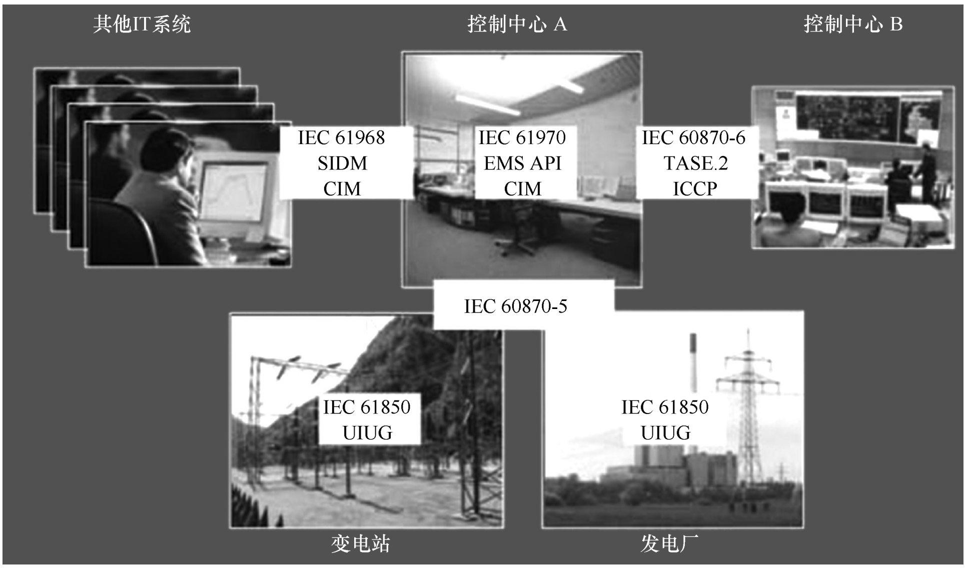


图 2.5　IEC TC 57 用户组（图片来自 IEC TC 57）

CIM 用户组是非营利性公司 UCA 国际用户组（UCAIug）的一个下属机构。UCAIug 及其成员组（CIMug、OpenAMI 和 IEC 61850）在电力公司和供应商公司中吸收会员，其宗旨是管理和交流与 CIM 模型相关的议题，促进行业对 CIM 模型的共识并提高模型的一致性。

此外还有美国国家委员会 IEC 技术咨询小组（TAG），负责确定美国对 IEC 工作文档和提议所持的态度以及对相关国际问题的看法。

2.7.7 IEC 智能电网战略小组（SG3）

IEC 于 2009 年成立了智能电网战略小组（SG3），其主要职责是为智能电网装置和系统的互操作制定协议和模型标准框架。IEC SG3 为智能电网技术领域内有希望成为新国际标准或 IEC TC 基础的观点和技术提供建议[111]。SG3 为智能电网工作中涉及的所有工作组制定了框架并提供战略指导，制定了智能电网路线图，为互操作性、输电、配电、计量、用户接入和网络安全提供了标准。IEC 通过 SG3 与包括美国 NIST 在内的全球智能电网项目紧密合作。IEC 标准对全球智能电网发展的重要作用已得到公认。

2.7.8 英国低碳转型计划

2009 年 7 月，英国政府公布了“英国低碳转型计划——气候和能源国家战略”。这项计划为英国的气候政策、目标和原则制定了一套内容广泛的大纲，使得英国应对气候变化的五点计划得以顺利实施。该计划还为智能电网所应起到的作用制定了一个框架，为智能电网方案的选择制定了基准。

2.7.9 电力网络战略小组

电力网络战略小组（ENSG）举办了一个高水平的论坛，邀请电力网络中的重要相关者共同参与，以支持英国政府以及天然气和电力市场办公室（OFGEM）应对气候变化带来的长期战略挑战并确保安全清洁而又低廉的能源供应。这个小组由英国的能源与气候变化部（DECC）和 OFGEM 共同负责，其主要目标是确定和协调工作内容，帮助解决影响电力网络向低碳过渡的关键战略议题。DECC 和 OFGEM 指派 ENSG 智能电网工作小组制定一个高水平的智能电网方案和智能电网“路线图”[112]。ENSG 认为这个智能电网路线图高水平地描述了英国智能电网的实施途径，能够实现政府的碳排放目标和终端用户利益。ENSG 认为在 2010 ~ 2015 年期间进行一系列有针对性的试点项目非常重要，预计许多项目都能够在技术和经济上获得成功，从而可在 2015 年后在全英国范围内进行推广。

2.7.10 OFGEM 低碳网络基金

作为 ENSG 智能电网工作小组的联合负责方之一，英国 OFGEM 一直积极地为实现英国智能电网路线图而努力。OFGEM 投入 5 亿英镑建立了低碳网络基金（LCNF），这也是英国电力市场第五次配电价格控制审查的一个重要组成部分。

2.7.11 欧洲可再生能源战略

欧洲可再生能源战略规定，2020 年可再生能源在总能源消耗中的比重必须达到 20%，在交通运输中的比重达到 10%。但欧盟 2050 年远景规划提出要减少 80% ~95% 的温室气体排放，所以除了要实现 2020 年目标之外，可再生能源还需要更大幅度的增

长。可再生能源战略描述了各方在促进可再生能源上的作用。可再生能源战略对欧洲智能电网计划具有非常大的影响。

2.7.12 可持续电力和分布式发电中心

可持续电力和分布式发电中心是一个风险合作项目，由英国商业、企业和法规改革部（BERR）出资，为帝国理工学院、卡迪夫大学和斯特拉斯克莱德大学许多研究项目提供资金。该中心开展了一系列研究计划，在学术研究和行业需要之间牵线搭桥，从而推动英国 2020 年可再生能源目标的实现。该中心侧重于基础研究，以实现可再生发电和分布式发电与英国电力系统运行和发展的低成本整合。为发展和评估新的概念和解决方案，该中心采用软件模拟和硬件测试手段，研究了输电和活跃配电网络的技术和经济表现以及与这些网络相连的装置和系统[114]。该中心还配合技术指导小组计划、DTI 电力系统技术议题指导小组和 DTI/OFGEM/IEE 技术架构项目，参与实现了 DTI/OFGEM DGCG 目标。

2.7.13 智能电网信息交换中心

智能电网信息交换中心（SGIC）[115]是弗吉尼亚理工大学、IEEE 电力和能源协会、EnerNex 公司共同成立的一个合作机构，负责设计、信息录入、管理和维护一个公共网站，用以发布智能电网的相关信息。SGIC 共享的内容包括示范项目、应用论证、标准、法律、政策和监管、经验教训、最佳实践以及研发活动等信息。SGIC 可望成为连接智能电网社区和美国国内、国际智能电网信息相关资源的桥梁。SGIC 希望能成为相关参与者查阅智能电网信息的第一站。

2.8 智能电网的市场前景

智能电网产品——用于输配电的计算机、电子设备和新材料——正在逐渐改变全世界的电力系统。智能基础设备和系统每年都在电网基础设施市场上占有很大比重。从世界范围来看，2009 年该市场勉强达到 850 亿美元，而且增长势头不佳，早先预计 2010 年能达到 890 ~ 900 亿美元，主要依靠发展中地区的电气化项目推动。尽管阻力依然存在，延迟了电网向更加智能化方向的转型，但全球发展趋势表明这个市场将在未来 10 年内持续发展，虽然发展速度也许会如早前预测的一样比较缓慢。

2.8.1 市场驱动力

电力工业终端用户的复苏将是决定智能电网投资的一项关键因素。在北美，尽管工业用户只占全部用户的很小一部分，但其用电量接近全部用电量的 20%（见图 2.6）。世界各地工业用电量比重不尽相同，一些发展中国家的工业用电量可达到其总用电量的 55%。

如图 2.7 所示，美国 2011 年和 2012 年的总用电量预计会略有增长。但是美国能源部 2011 年 11 月发布的《能源展望》要求将 2012 年总用电量减少约 0.6%。长期来看，发达国家的用电量将继续温和增长，而发展中国家将会继续保持强劲的势头。

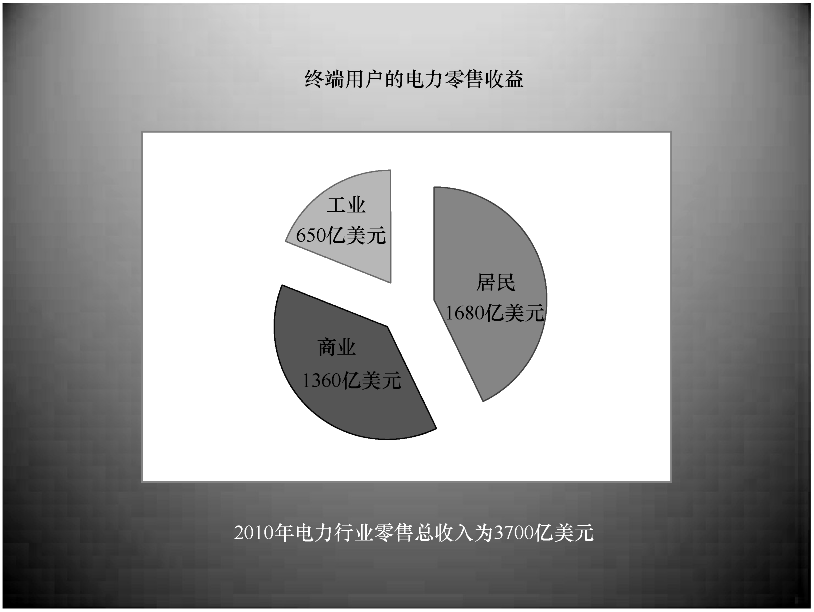


图 2.6　美国主要电力终端部门（由牛顿-埃文斯研究公司免费提供——基于 DOE EIA 源信息）

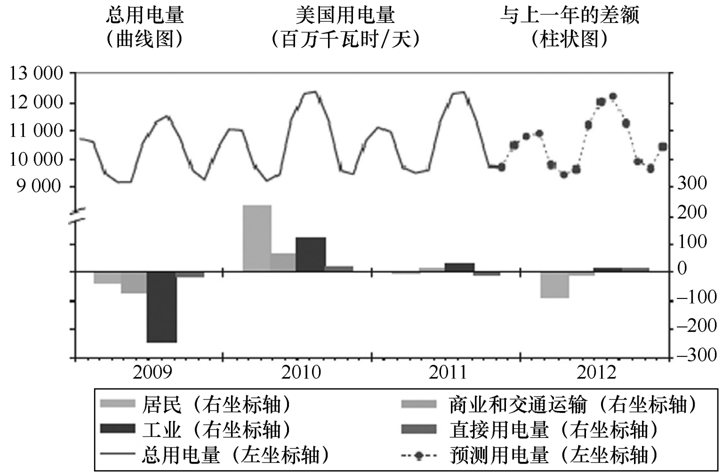


图 2.7　2011～2012 年美国用电量展望［来自美国能源信息管理局（EIA），短期能源展望，2011 年 11 月］

实际上，2008～2011 年工业和商业用电量的下降幅度比图 2.8 中显示的还要大，因为零售电价提高了，居民用电曲线反映出这一点。尽管电价上涨了，但 2011 年商业和工业的售电收入还是等同于或低于 2008 年。

牛顿-埃文斯研究公司于 2011 年 4 月发布的智能电网和输配电 CAPEX（资本支出）

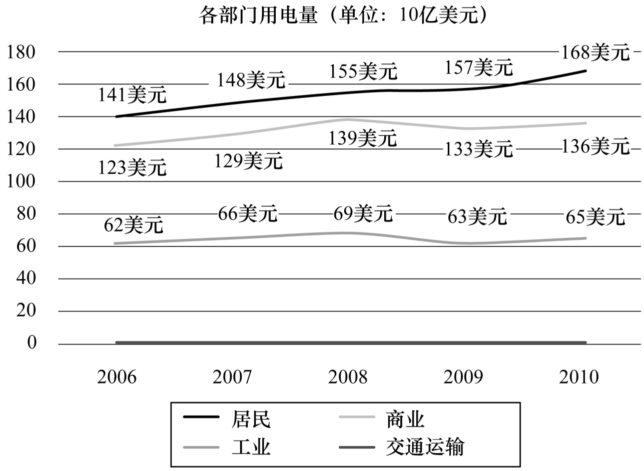


图 2.8　2006～2010 年美国用电量（由牛顿-埃文斯研究公司免费提供——基于 DOE EIA 源信息）

报告指出，在 2011 年第一季度，全球经济从 2008～2009 年衰退中持续回升带来了利好消息，远远超过了影响 2011 年和 2012 年电力行业投资经济形势的负面因素。在诸如世界银行、卡内基基金会、世界大企业联合会等权威机构相继发表了审慎观点之后，仍然有许多接受研究调查的电力公司高层，在好几个月内继续增加 CAPEX 预算计划，包括增加了更多的智能电网投资类别。但是 2011 年 3 月初的预测都没有包括重大自然灾害的影响，例如世界第三大经济体日本遭受三重大灾害。2011 年秋，希腊和意大利无力扭转各自国内的经济形势，敲响了金融和经济警钟，欧元区国家形势尤为严峻。

主要经济预测机构和非政府金融组织（如世界银行和国际货币基金组织）目前最担心的是缺乏能让经济复苏的金融改革措施；欧元区债务问题影响到一些西欧国家；一些国家出现货币紧张的状况；政府的反周期经济措施，特别是美国；一些国家银行业的复苏脆弱。美国联邦机构进一步的不作为导致国家综合能源政策实施失败，从而抑制了智能电网投资和经济发展。

2.8.2　市场潜力

许多电力公司从外部开始，以建立控制中心、升级 SCADA 和能源管理技术为起点，开始发展智能电网。接下来可能是实施故障管理系统和故障检测/故障隔离恢复。其他电力公司则从内部开始，涉及的范围涵盖从用户端智能电表到电力系统现场以及配电自动化等领域。监管者和工商业（C&I）用户希望，电力公司在智能电网发展之初就能采取额外的需求响应计划，并采用能提高可靠性的措施。

牛顿-埃文斯研究公司研究了全球电力公司对智能电网发展和基础设施升级的资本投资趋势，并于 2011 年第一季度发表了其第四年度研究成果。主要输配电设备制造厂商一致认为，与惨淡的 2009 年相比，2010 年实现了同比正增长。很明显，目前任何增长都不足以使行业出货量（包括进口）的总价值恢复到 2008 年水平。2009 年美国输配电设备和系统销售总额为 180 亿美元，另外辅助用品、电塔、电线杆、电缆、电线和

输配电服务共计180～210亿美元。2009年世界输配电设备支出总额为850亿美元。由于一些较大的发展中市场［中国、印度、巴西及海湾合作委员会成员国（GCC）］GDP增长势头强劲（许多西方国家的预期增长仅为1%～3%），因此预计今年输配电设备和系统支出将回升到900亿美元或更高水平。

本节前文曾提到，美国能源部的权威机构能源信息管理局已经发布了《2012年能源展望》。这份报告预测，2011年用电水平与2010年差不多，表明要么是能源效率提高了，要么是经济增长前景不佳，也可能两者皆有。此外，能源部还预测2010年美国发电容量将增加13GW，其中超过60%来自于可再生能源，主要是风能。

据美国能源信息管理局估计，商业用电量将增长2.1%，而居民用电量增长则少于1%。美国能源部还预测工业用电量将再减少2%，交通运输部门的用电量也将略微下降。

这些发现使得电力公司减少了CAPEX预算，他们认为用电量下降主要是由2011年的经济形势引起的。经济发展前景预期比监管法规对电力公司决策的影响更大。

牛顿-埃文斯研究公司2011年的研究调查还要求电力公司高层提供增加CAPEX预算计划的理由，用来研究预算计划同比变化的根本原因。总的来说，这些高层人士普遍认为智能电网计划比监管法规和政府激励方案更重要。尽管目前经济前景不是很乐观，但在政府激励、监管指示和良好的商业实践的示范作用下，这些计划依然在向前推进。当前形势很明显，西方国家经济复苏和GDP增长缓慢，电力公司与资本市场的联系加强，智能电网计划发展势头良好。普遍认为发展中国家将会在2012～2013年期间继续保持良好的增长，但会受到西方国家资本投资放缓和消费者支出减少带来的负面影响。

图2.9和图2.10给出了早先预测的2010年和2014年全球智能电网主要投资类别的市场规模。其他一些分析师和研究者则认为智能电网投资额也许比牛顿-埃文斯研究公司预测的要大。这实际上是因为双方对智能电网所具体包括的系统、设备、产品和服务存在不同认识的缘故。

2.8.3　智能电网和IT支出预测

在研究与智能电网相关的支出时，我们尽力避免将信息系统设施支出和新兴智能电网投资带来的潜在收益进行重复计算。

图2.9中的IT支出包括所有IT主要设施（硬件、软件、服务和人员），而“纯粹的”智能电网部分主要是硬件。目前正在实施的所有智能电网方案，都与IT管理和运行配套基础设施有很大的重叠部分，而且重叠部分对智能电网非常重要。

今年全球电力公司在“传统IT”、智能电网的IT部分和输配电自动化上的投资，预计将接近250亿美元。电力公司在信息技术上的投资，有将近三分之一至少与“智能电网”部分相关。

如图2.10所示，早先预计到2014年，此饼图内各个部分的总价值将大幅增加，IT和“智能电网”总支出将超过400亿美元。

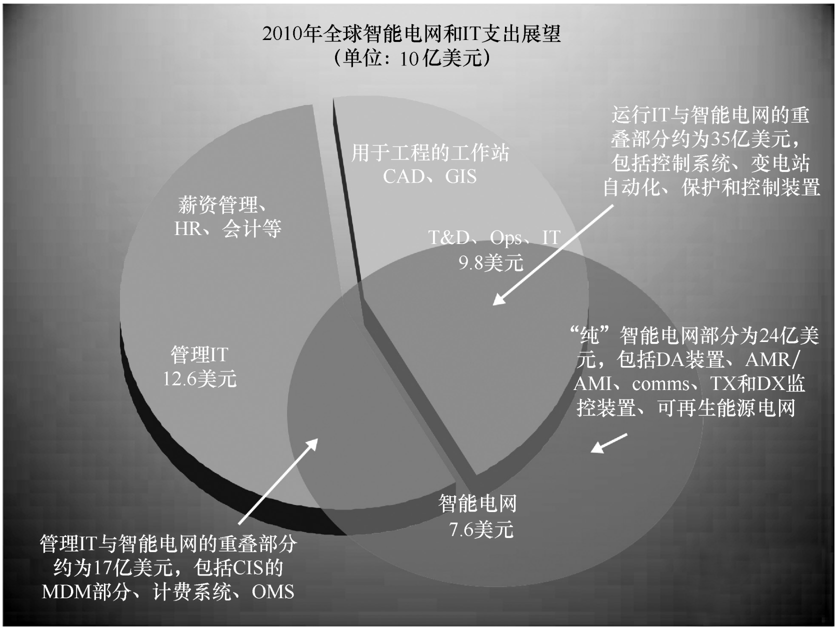


图 2.9　2010 年全球智能电网和 IT 支出（牛顿-埃文斯研究公司版权所有，2012 年）

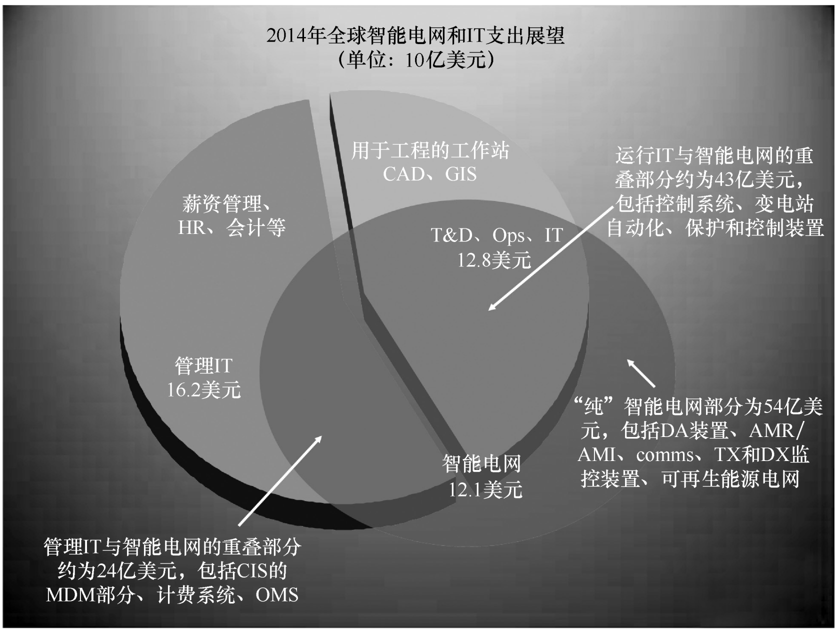


图 2.10　2014 年全球智能电网和 IT 支出预测（牛顿-埃文斯研究公司版权所有，2012 年）

一些观察人士将输配电资本支出也算入智能电网支出，目前全球输配电资本支出已经达到1000亿美元，早先预计2014年将超过1200亿美元。只要制造厂商和系统集成商能够供应，绝大部分新采购的基础设施设备将会继续尽可能地涵盖智能组件。我们这里谈的只是“先进技术”投资，将21世纪数字传输系统的组件附加或整合在电力输电和配电模块中（电力电压器、输电线和开关设备等）。

发电厂在自动化方面的一些投资以及电力公司在进行发电规划时使用的能源规划软件和系统，也应该算入智能电网发展的一部分。

参考文献

1. http://www.smartgrids.eu
2. GRID 2030; A National Vision for Electricity's Second 100 Years, United States Department of Energy, Office of Electric Transmission and Distribution, 2003.
3. Report to NIST on the Smart Grids Interoperability Standards Roadmap, EPRI, 2009.
4. http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=9
5. Xcel Energy; Smart grid: A white paper, http://bannercenterforenergy.com/pfd%20files/smart%20Grid%20Revelant%20Docs/11-SmartGridWhitePaper[1].pdf, 5, February, 2008.
6. US Department of Energy; The smart grid, an estimation of energy and CO2 benefits, http://www.pnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-19112.pdf, January 2010.
7. Boston Consulting Group; Press release: Smart meters hold great promise for energy and cost savings, but utilities need to improve customer education to reap the rewards, Says the Boston Consulting Group, http://www.bcg.com/media/PressReleaseDetails.aspx?id=tcm:12-48247; May 19, 2010.
8. JD Power and Associates; Although awareness of smart grid technology substantially boosts residential customer satisfactions with electric utility providers, Awareness to be low, tends http://businesscenter.jdpower.com/news/pressrelease.aspx?ID=2010114; July 1, 2010
9. Electric Power Research Institute; Methodological approach for estimating the benefits and costs of smart grid demonstration projects, http://my.epri.com/portal/server.pt?Abstract_id=000000000001020342, January 2010; 2-15 and 2-25 (Table 2-2).
10. Faruqui, A. and Sanem, S.; Household response to dynamic pricing of electricity—A survey of the experimental evidence; January 10, 2009, 2.
11. Jung, M. and Peter Y.; Connecting smart grid and climate change, Silver Spring Networks; http://www.silverspringnet.com/pdfs/SSN_WP_ConnectingSmartGrid-1109.pdf
12. Ehrhardt-Martinez, K., Donnelly, K.A., and Laitner, J.A.; Advanced metering initiatives and residential feedback programs: A meta-review for household electricity-saving opportunities, ACEEE: June 2010 http://www.aceee.org/e105.htm
13. Federal Energy Regulatory Commission; A national assessment of demand response potential, http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf, June 2009.
14. Battelle Energy Technology; Investigating smart grid solutions to integrate renewable sources of energy in to the electric transmission grid, http://www.battelle.org/electricity/vadari_davis.pdf, 2009, 8.
15. http://www.silverspringnet.com/newsevents/pr-020211.html
16. PowerCentsDC; PowerCents DC program final report, http://www.powercentsdc.org/ESC%2010-09-08%20PCDC%20Final%20Report%20-%20FINAL.pdf, 2010.
17. The Edison Foundation Institute for Electric Efficiency; The impact of dynamic pricing on low income customers, http://www.electric-efficiency.com/reports/index.htm
18. Peter Fox-Penner; *Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities*; Island Press, Washington, DC, 2010, 44.
19. National Academies of Sciences Committee on Health, Environmental, and Other External Costs and Benefits of Energy Production and Consumption; National Research Council et al; The hidden costs of energy: Unpriced consequences of energy production and use, http://www.nap.edu/catalog.php?record_id=12794

20. Colin, M. and Brownstein, M.; EDF Analysis Based on Data From PJM, 2010.
21. Keith et al.; *Modeling Demand Response and Air Emissions in New England; Synapse Energy Economics*, Cambridge, MA, 2, 6, 2003.
22. Rudkevich, A.; *Locational Carbon Footprint and Renewable Portfolio Standards*, Charles River Associates.
23. PJM; PJM Reports new carbon dioxide emissions data, http://ftp.pjm.com/~/media/about-pjm/newsroom/2010-releases/20100325-pjm-reports-new-carbon-dioxide-emissions-data.ashx
24. Mills, E.; *The Cost-Effectiveness of Commercial-Buildings Commissioning: A Meta-Analysis of Energy and Non-Energy Impacts in Existing Buildings and New Construction in the United States*, LBNL, Berkeley, CA; December 2004.
25. Electric Power Research Institute; The green grid energy savings and carbon emissions reductions enabled by a smart grid; June 2008.
26. Pew Center on Global Climate Change; Electricity emissions in the United States, http://www.pewclimate.org/technology/overview/electricity, May 2009.
27. United States Department of Energy; Energy demands on water resources: Report to congress on the interdependence of energy and water, http://www.sandia.gov/energy-water/docs/121-RptToCongress-EWwEIAcomments-FINAL.pdf; 9: National energy technology laboratory, water and energy, Addressing the critical link between the nation's water resources and reliable and secure energy, http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/pubs/water_brochure.pdf, 5, October 2006: National energy technology laboratory; IEP—water energy interface; http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/water/power-gen.html
28. Environmental Defense Fund and Western Resource Advocates; Protecting the lifeline of the west: How climate and clean energy policies can safeguard water, http://www.westernresourceadvocates.org/water/lifeline/lifeline.pdf
29. Environmental Defense Fund and The University of Texas Austin; Energy water nexus in Texas, http://www.edf.org/sites/default/files/Energy_Water_Nexus_in_Texas.pdf, p. 26, April 2009.
30. Synapse Energy Economics, Inc; *Co-Benefits of Energy Efficiency and Renewable Energy in Utah*; Feb 2010, 4.
31. Ackerman, S. et al.; The cost of climate change: What we will pay if climate change continues unchecked, http://www.nrdc.org/globalWarming/cost/contents.asp, May 2008.
32. Holst, D. and Fredrich K.; California climate risk and response, UC Berkeley Center for Energy, Resources, and Economic Sustainability; http: //www.nextten.org/pdf/report-CCRR/California_Chmate_Risk_and_Response.pdf, Paper 8102801, November 2008.
33. Estimated 2010 Cost of Coal at 2.22 cents per KWH based on: US Energy Information Administration; Electric power monthly, http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epm/epm_sum.html, accessed July 2010; and US Energy Administration; Average operating heat rate for selected energy sources, http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epat5p3.html, accessed July 2010.
34. http://www.pewenvironment.org/uploadedFiles/PEG/Newsroom/Press_Release/China%20Leads%20All%20Other%20G-20%20Members%20in%20Clean%20Energy%20Investments.pdf
35. http://www.iea.org/Papers/2011/SmartGrids_roadmap.pdf
36. KEMA; Press release: Kema sees opportunities for storage applications in high-peneration renewables, http://www.kema.com/news/pressroom/press-releases/2010/KEMA-sees-opportunities-for-storage-applications-in-high-penetration-renewables.aspx, June 2010: KEMA; Research Evaluation of Wind Generation, Solar Generation, and Storage Impact on the California Grid; http://www.energy.ca.gov/2010publications/CEC-500-2010-010/CEC-500-2010-010.PDF, June 2010.
37. Valley Wireless; Valley wireless and smart grid: Future of the electricity and role of IT, http://valleywireless.us/2.html, NuEnergen, Getting smarter—Smart grid on the rise, http://www.nuenergen.com/2010/01/getting-smarter-smart-grid-on-the-rise/, January 2010.
38. International Energy Agency; Press release: IEA sees great potential for solar providing up to a quarter of world electricity by 2050, http://www.iea.org/press/pressdetail.asp?PRESS_REL_ID=301, May 2010.
39. http://my.epri.com/portal/server.pt?space=CommunityPage&cached=true&parentname=ObjMgr&parentid=2&control=SetCommunity&CommunityID=404&RaiseDocID=000000000001022519&RaiseDocType=Abstract_id
40. Zpryme; Smart grid insights 2010, http://www.zpryme.com/SmartGridInsights/2010_V2G_Report_Zpryme_Smart_Grid_Insights_ZigBee_Alliance_Sponsor.pdf, 20, 2010.

41. Greentech Media; http://www.grist.org/green-cars/charging-ahead-report-predicts-3.8-million-electrics-on-road-by-2016
42. Green Auto Blog. http://green.autoblog.com/2010/09/20/auto-industry-analyst-predicts-well-have-more-than-100-hybrid-a/
43. ABB, Siemens, Schneider gain from smart grids demand. Bloomberg. 16 Sept 2010 http://www.energystorageforum.com/2010/09/abb-siemens-schneider-to-gain-from-smart-grids-demand/
44. US EPA; Inventory of U.S. Greenhouse gas emissions and sinks: 1990—2008, March 2010.
45. Electric Power Research Institute; Environmental assessment of plug-in hybrid electric vehicles; http://mydocs.epri.com/docs/CorporateDocuments/SectorPages/Portfolio/PDM/PHEV-ExecSum-vol1.pdf, 2007.
46. Kuo, I.; Nissan to take orders for its Leaf electric car starting tomorrow. Reuters. http://www.reuters.com/article/2010/08/31/idUS286000615420100831, 30 Aug 2010.
47. Studies assessed include the PNNL and Silver Spring Studies as well as: Becker, Thomas A., Ikhlaq Sidhu, Burghardt Tenderich; Annual Energy Outlook 2010: Electric Vehicles in the United States: A New Model with Forecasts to 2030, US Energy Information Administration: http://cet.berkeley.edu/dl/CET_Technical%20Brief_EconomicModel2030_f.pdf, v: Austin Energy; 2010 Annual Report of System Information.
48. Kyeon H., Boddeti, M., Sarma, N.D.R., Dumas, J., Adams, J., and Soon-Kin, C.; High wire act: ERCOT balances transmission flows for Texas-size savings using its dynamic thermal ratings application, *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1), 37–45, Jan/Feb 2010.
49. California Public Utilities Commission; Decision adopting requirements for smart grid deployment plans pursuant to senate bill 17, http://docs.cpuc.ca.gov/PUBLISHED/FINAL_DECISION/119902.htm, 123, June 2010.
50. Synapse Energy Economics Inc; Reports and news from synapse energy economis, http://www.synapse-energy.com/Newsletter/2010-03-Newsletter.shtml
51. William H. Bartley, P.E.; Keeping the lights on: An action plan for America's aging utility transformers by The Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Company, http://www.hsb.com/Thelocomotive
52. U.S. Energy Information Administration (EIA), http://www.eia.gov/
53. Integrated resource planning for renewables options by steye pullins, DistribuTECH/TransTECH 2008.
54. Petersen, J. Active power—A solid investment opportunity and a valuable object lesson for investors, 2010, http://www.altenergystocks.com/archives/energy_storage/flywheel/
55. Norberg-Bohm, V., Belfer Center for Science and International Affairs, John F. Kennedy School of Government, Harvard University; The role of government in energy technology innovation: Insights for government policy in the energy sector, October 2002, http://www.innovations.harvard.edu/download-doc.html?id=5603
56. Transforming America's Power Industry: The Investment Challenge 2010–2030, report by Brattle Group to the EEI, November 2009.
57. Megawatt hours. While megawatts are a measure of power, megawatt hours are a measure of the energy produced from that power.
58. Power produced from sustainable resources, such as solar, wind, water, and biomass.
59. http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_portfolio_standard#cite_note-1
60. http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-110publ140/pdf/PLAW-110publ140.pdf
61. Public Law 111 - 5 - American Recovery and Reinvestment Act of 2009. http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-111publ5/content-detail.html
62. Electric Light & Power; http://www.elp.com/index/display/article-display/8929430514/articles/utility-automation-engineering-td/volume-16/issue-11/features/arra-paves-smart-grid-path-with-cash.html
63. http://www.whorunsgov.com/institutions/energy
64. EPRI; *Assessment of Achievable Potential from Energy Efficiency and Demand Response Programs in the U.S. (2010–2030)*, Palo Alto, CA, January 2009.
65. http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid
66. http://www.oe.energy.gov/eac.htm
67. http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm
68. NIST Special Publication 1108R2; NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, Release 2.0, National Institute of Standards and Technology (NIST), U.S. Department of Commerce, February 2012.

69. http://www.nist.gov/smartgrid/upload/Overview-and-Executive-Summary.pdf
70. http://www.ferc.gov/about/ferc-does/ferc101.pdf
71. http://tdworld.com/smart_grid_automation/ferc-smart-grid-policy-0709/
72. http://insideclimatenews.org/news/20090717/ferc-adopts-smart-grid-policy-rules-raising-rates
73. http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/smart-grid.asp
74. Goethe, S.;*Smarter Grids...And More of Them*. IEA. July 2009. http://www.iea.org/impagr/cip/pdf/Issue60SGoethe.pdf
75. Elzinga, D. et al.; *Technology Roadmap: Smart Grids*. International Energy Agency. http://www.iea.org/papers/2011/smartgrids_roadmap.pdf
76. International Climate Policy Post-Copenhagen. Communication From The Commission To The Council; The European Parliament, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions. 2010. http://forestindustries.eu/content/post-copenhagen-point-view-eu
77. Pellerin, C.; Nations work together despite slow progress on copenhagen accord, America.gov. January 2010. http://www.america.gov/st/energy-english/2010/January/20100126081441lcnirellep0.6686975.html
78. Technology Action Plan Executive Summary; Major economies forum on climate and energy, December 2009. http://www.majoreconomiesforum.org/images/stories/documents/MEF%20Exec%20Summary%2014Dec2009.pdf
79. World Economic Forum.; Accelerating smart grid investments project overview,
80. Lesser, S. Top ten smart grid projects globally. Clean Techies Blog. April 2011. http://blog.cleantechies.com/2011/04/06/top-ten-smart-grid-projects-globally/
81. Vision and Mission of IRENA.; Preparatory commission for international renewable energy agency, http://www.irena.org/ourMission/vision.aspx?mnu=mis
82. Zpryme Research & Consulting, LLC.: Smart grid insights: V2G. July 2010. http://www.zpryme.com/SmartGridInsights/2010_V2G_Report_Zpryme_Smart_Grid_Insights_ZigBee_Alliance_Sponsor.pdf
83. Reitenbach, G.: Which country's grid is the smartest? POWER magazine. January 2010. http://www.powermag.com/environmental/Which-Countrys-Grid-Is-the-Smartest_2345_p3.html
84. State Grid: China's Smart Grid in Comprehensive Construction. State Grid Energy Research Institute. March 2011. http://www.sgeri.sgcc.com.cn/english/Center/News/97624.shtml
85. Wernau, J.; South Korea launches energy savings project in Chicago. Chicago Tribune. July 2010. http://articles.chicagotribune.com/2010-07-21/business/ct-biz-0722-korean-tech-20100721_1_buildings-aon-center-south-korea
86. Osawa, J.; Toshiba to buy swiss power meter maker. *Wall Street Journal*. May 2011. http://online.wsj.com/article/SB10001424052748704904604576332501074832920.html
87. Accelerating Smart Grid Investments. World Economic Forum. 2009 https://members.weforum.org/pdf/SlimCity/SmartGrid2009.pdf
88. Electrifying Singapore: Drivers and Roadblocks. Green Leap Forward. May 2009. http://greenleapforward.com/2009/01/23/electrifying-singapore-drivers-and-roadblocks/
89. Australia to develop its first commercial smart grid. International Business Times. October 2010. http://www.ibtimes.com/articles/70351/20101010/australia-to-develop-its-first-commercial-smart-grid.htm
90. GLG Expert Contributor. Review of global smart grid initiatives. Gerson Lehrman Group. February 2010. http://www.glgroup.com/News/Review-of-Global-Smart-Grid-Initiatives-46466.html
91. Europe: EU car CO2 regulation published.; Automotive world. June 2009. http://www.automotiveworld.com/news/environment/76912-europe-eu-car-co2-regulation-published
92. Frost and Sullivan; Europe the front-runner at copenhagen in the smart grid space, asserts Frost and Sullivan. Transmission & Distribution World. December 2009. http://tdworld.com/smart_grid_automation/europe-smart-grid-copenhagen-1209/
93. BEAMA Calls for Government to Plug 'Real Gaps' in Strategy. BEAMA. March 2010. http://www.beama.org.uk/en/news/index.cfm/ECC-report
94. Coaster, M.; Smart metering implementation programme: Consumer protection. Office of Gas and Electricity Markets. July 2010. http://www.ofgem.gov.uk/eserve/sm/Documentation/Documents1/Smart%20metering%20-%20Consumer%20Protection.pdf
95. Heile, B.; Surveying the international AMI landscape, *IEEE's 802.15 Working Group on Wireless Personal Area Networks*, P2030 Work Group Task Force 3. http://www.elp.com/index/display/article-display/3987256252/articles/utility-automation-engineering-td/volume-15/Issue_7/Features/Surveying_the_International_AMI_Landscape.html, June 2010.

96. Super Smart Grid. 2010. http://www.supersmartgrid.net/
97. Jyothi S.; BPLG and BPL Africa deploy smart grid solutions in ghana for VRA green technology world, January 2009. http://green.tmcnet.com/topics/green/articles/48256-bplg-bpl-africa-deploy-smart-grid-solutions-ghana.htm
98. Andreassen, J.; Small islands' huge move toward renewable energy, global carbon market 'pioneering model' for world. Environmental Defense Fund. December 17, 2010. http://www.edf.org/pressrelease.cfm?contentID=11520
99. Smart grids in Developing Countries. 3 Jan 2011. http://www.globalsmartgridfederation.org/news_20110103_smart.html
100. GE; Whirlpool and others launch smart green rid initiative aimed at including smart grid in copenhagen meetings. PR Newswire. October 2010. http://www.prnewswire.com/news-releases/ge-whirlpool-and-others-launch-smart-green-grid-initiative-aimed-at-including-smart-grid-in-copenhagen-meetings-64999317.html
101. Joining Forces to Realize a Smart Grid. GridWise Alliance. 2011. http://www.gridwise.org/gridwisealli_about.asp
102. GridWise Alliance signs MOU with Japan smart community alliance, GridWise Alliance. April 2010. http://tdworld.com/smart_grid_automation/gridwise-alliance-japan-mou-0410
103. Global Smart Grid Federation. 2011. http://www.globalsmartgridfederation.org/about.html
104. http://intelligrid.epri.com
105. http://www.gridwise.org
106. http://www.gridwiseac.org
107. http://tc57.iec.ch/index-tc57.html
108. International Electrotechnical Commission (IEC) Technical Committee (TC) 57.
109. http://www.iec.ch/smartgrid/development/
110. http://www.ensg.gov.uk
111. http://ec.europa.eu/energy/renewables/consultations/20120207_renewable_energy_strategy_en.htm
112. http://www.sedg.ac.uk/
113. http://www.sgiclearinghouse.org/
114. US Energy Information Administration (EIA), Short-term energy outlook, November 2011.

参考书目

Sources for Smart Grid Market Outlook section.

Newton-Evans Research Company, Global CAPEX and O&M expenditure outlook for electric power transmission and distribution investments, 2010–2011 funding outlook for smart grid development.

Newton-Evans Research Company, The worldwide smart grid market in mid-2011, A reality check and five year outlook through 2015.

Nomura Global Economics, 2011 global economic outlook.

U.S. Department of Energy, Energy Information Administration, Annual energy outlook for 2011 and 2012, updated November 2011.

U.S. Federal Reserve Outlook, November 2011.

International Monetary Fund, September 2011, World economic outlook.

第 3 章　智能电网技术

3.1　技术驱动力

StuartBorlase，Steven Bossart，Keith Dodrill，Joe Miller，Steve Pullins，Bruce A. Renz，Bartosz Wojszczyk

3.1.1　电网改造

当前的输配电网络在设计之初，并没有考虑到智能电网这个问题。这些网络的设计目标是使发展中的经济体尽可能快速、低廉地实现电气化。而智能电网的要求则完全不同，因此迫切需要对现有电网进行改造。改造工作有多种形式，包括对现有电网进行升级和扩建、检查和维护、发展分布式发电和储能设备、全面开发和部署双向通信系统等。

由输电线、配电馈线、开关、断路器和变压器组成的“重金属”输电系统依然是电力输配电基础设施的核心，许多人将其称之为电网的“非智能”部分。尽管这些部件的设计也在发生变化，例如在变压器中采用非晶态合金以减少损耗，但是输配电系统中的“智能”主要与监测、控制以及“非智能”设备的保护装置有关。变电站是连接现场输配电设备的运行接口，因而扮演着重要角色。多年来技术的进步以及基于微处理器的监测、控制、保护和数据采集装置的应用，已经极大地提高了输配电网络的运行和维护水平。但是，要改造输配电系统的使用和运行方式，使其适应更加智能化的电网，还将存在着许多挑战。

自电力技术问世和集中式发电设施建成以来，电力行业发生的最大变化并不是由技术创新推动的，真正的推动力是电力系统事故以及由其引发的监管机构/政府的应对措施。智能电网将可能成为自 19 世纪末交流电取代直流电以来首项能真正改变“游戏规则”的技术。例如，当前的电力系统在设计之初即充分考虑大型集中式发电站带来的规模经济效应。通过调度手段选择适宜的发电水平来满足负荷需求，从而使供需保持平衡。这种运行模式可以根据提前一天的负荷预测结果对发电调度进行预先安排，是当前平衡供需的主要手段。要优化端对端系统，除了必要的供给调度手段之外，还可以采用需求资源调度进行配合。发电量除了满足用户负荷之外，还需要有一定的备用容量。而目前在紧急情况下，满足峰值需求或提供备用能源的常常是发电成本较高的发电厂。如今用户需求管理已经有了长足的发展，能够更好地利用位于电表之后（即用户侧）的需求资源。用户拥有的发电、储能和可控负荷装置，可以按照需要进行限制或切换，从而改变电力公司承受的负荷。通过智能电网，用户需求管理和这种新

的调度模式能够极大地提高电力系统的优化水平，创造出新的市场和用户参与机会。电网对用户需求和替代能源的调度能力还将给电力批发价格造成下行压力。

从输电的角度来看，电力调拨量和交易量的增加将会给电网带来更多的压力。智能电网要解决的问题是如何减少网络堵塞，确保电网的稳定性和安全性，以及优化使用输电资产和低成本发电资源。为了使发电、输电和用电保持平衡，对电网的控制必须更加灵活高效。输电系统需要更先进的技术［如柔性交流输电系统（FACTS）和高压直流输电（HVDC）］，以帮助电力系统对潮流进行控制，并确保电网的稳定性。

智能电网中的变电站不再仅仅具有基本的保护作用和传统的自动化功能，而将拥有复杂的分布式功能和通信架构、更先进的局部分析和大数据管理能力。为了增强输配电系统的响应能力，智能化的重心将从能源管理和配电管理系统（DMS）层级的传统集中式功能和决策下放到变电站和馈线层面。系统运行应用将更加先进、更好地协调变电站现场和馈线上的分布式智能装置，以确保整个系统的可靠性、安全性和供电效率。

由于供电能力的约束仍将继续存在，所以能减少成本和负荷的分布式网络将会受到更多重视。对配电系统的监测和控制要求将会提高；更智能的现场配电装置与企业应用之间的数据交换，将会给一体化智能电网体系带来好处。分布式发电和用户需求响应方案的广泛应用也将对电网运行产生很大影响。智能电网将会促进配电系统中电力企业和用户资源的增长。电力用户可以按照一定的规则或时间段来决定是向电网售电还是购电。这意味着用户不再是单纯的消费者，而是可在能源卖家或买家间自由地转换角色。这要求电网允许双向电力潮流，拥有充足的监测装置，并能够对配电网络的发电和用电端进行控制。分布式发电来自不同源头，而且其中大部分是间歇式能源，具有很大的不确定性。实时定价和用户需求管理需要对单个用户的用电量进行分析和预测。图 3.1 展示了电网改造的一些方式。

随着传感器的增多以及对系统运行信息需求的增加，智能电网技术将会产生数量庞大的实时和运行数据。

去中心化的信息技术改变了电力行业的规则。这种变化对电力行业的影响有些类似于数字化信息对出版业和娱乐业的影响。虽然各个行业的具体情况不同，存在很大差异，但基本原理差不多——一项颠覆性技术同时带来了机遇与挑战，在从业者中制造了赢家和输家。智能电网技术的“商业论证”在很大程度上是由减少传统能源需求所推动的，这意味着并不是每个行业参与者都会在这个议题上同心同力。很明显，主营业务为发电的企业对智能电网这个机遇的看法，肯定与主营业务为输电的企业不同。

3.1.2 智能电网的特征

“智能电网”及类似计划代表了未来电网的 3 个重要发展趋势：扩充电网基础设施以容纳可再生资源和微网的接入；全面采用信息技术，实现对发电、输电和配电网络的全数字化控制；发展新的应用。此外，智能电网计划还响应政治、社会和科学的要求，大量采用碳排放较低的可再生能源。尽管智能电网存在许多不同方案，但其中应用最广的是美国能源部提出的方案。2008 年 6 月，美国能源部国家能源技术实验室

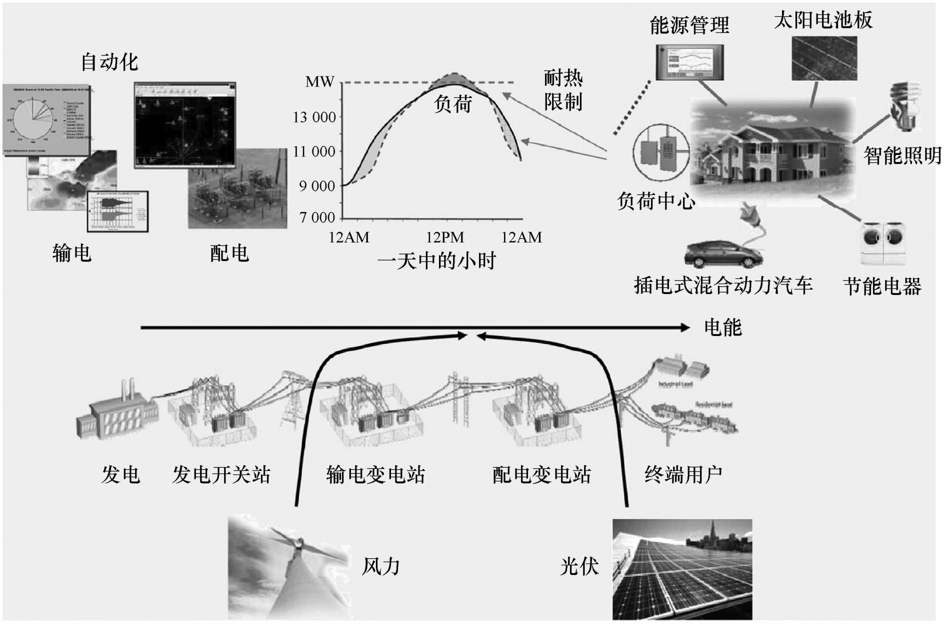


图 3.1　电网改造（来自 Fan，J. and Borlase，S.，Advanced distribution management systems for smart grids，IEEE Power and Engineering，Copyright March/April 2009 IEEE）

（NETL）召开了一个由许多不同相关参与者参加的会议，明确了智能电网功能的 7 项基本特征。参与者们对智能电网的以下 7 项基本特征表示认可。

美国能源部 NETL 认为智能电网主要具有以下 7 项目标[2]：①促进用户以需求侧响应方式积极参与；②可接纳各种发电和储电方式；③促进新的产品、服务和市场；④能够提供满足 21 世纪需要的电能质量（Power Quality，PQ）；⑤优化资产和运行效率；⑥能够从电力故障中自行恢复（自愈）；⑦具有抵抗物理和网络攻击的能力。

第一项，智能电网将促进用户的积极参与。用户积极参与电力市场将会给电网和环境带来切实的利益。智能电网将为用户提供信息、控制权和选择权，使他们能够参与全新的“电力市场”。电网运营商可将参与用户作为电网日常运行的一种电力资源。掌握了充分信息的用户能够将自身的需求和资源与电力系统的容量进行权衡，改变用电计划，满足多方需求。诸如需求侧响应这样的方案能给用户在用电量和成本上带来更多选择权。高峰需求的削减或转移，减少了电力企业的资本支出和运行费用，还减少了线路损耗和低效率高峰发电厂的运行，从而带来了极大的环境效益。此外，新兴产品（例如插电式混合动力汽车和电动汽车）将会大大改善容载比，从而能够产生极大的环境效益。

第二项，智能电网将可接纳各种发电和储电方式。智能电网将采用简化的接入流程和通用的互操作性标准，支持即插即用方式，无缝接入各种类型和规模的发电和储电系统。即使诸如插电式电动汽车这样的小型分布式能源（DER）已经大规模部署，

采用环境友好型资源的大型中心发电厂（例如风电厂、太阳能发电厂和核能发电厂）仍将继续扮演重要角色。不同规模的发电容量将会连接起来，这将涵盖几乎所有电压等级，分布式能源也将包括在内，包括光电、风电、高级蓄电池、插电式混合动力汽车和燃料电池。对于商业用户来说，自行安装发电（例如高效热电联合机组）和储电设备，将会更加方便和有利可图。

第三项，智能电网将会促进新的产品、服务和市场。智能电网将从用户到区域输电组织之间的所有买家、卖家以及中间环节连接在了一起。从用户端的家庭能源管理系统到能够使用户和第三方在电力市场竞卖能源的技术，所有这一切都使智能电网技术有助于新电力市场的形成。通过实时定价，用户会对电价升高做出反应，这将减轻需求和能源使用量，推动低成本解决方案和新技术的发展。新的清洁能源产品也将会在市场上出现。智能电网将支持跨地区市场的运行。随着输电通道和越来越多的需求侧响应的增加、配电系统更加可靠以及能源（包括储能装置）与用户之间距离的缩短，智能电网将会引入更多的市场参与者。

第四项，智能电网将满足21世纪社会和我们不断增长的电子设备对电能质量的需求。智能电网将能够监测、诊断电能质量问题，并对其做出响应，极大地减少当前电能质量不足给用户造成的损失。新的电能质量标准将会在负荷灵敏度和终端电能质量之间进行平衡。

智能电网将会以不同价格提供不同等级的电能质量服务。此外，电力系统输配电设备自身产生的电能质量问题将会大大减少；单个用户负荷引发的临时性电能质量现象将会被更强大的电网所缓冲，从而避免影响到整个电力系统和其他用户。

第五项，智能电网将优化资产和运行效率。在运行中，智能电网能够提高负荷系数、降低系统损耗并大大提高停电管理水平。电网相关信息增多使得规划人员和工程师更加了解系统情况、能够延长资产寿命、提前维修可能会发生故障的设备，提高对电网维护人员的管理效率。这将减少运行、维护和资本成本，给电价带来下降压力。

第六项，智能电网能够预料并应对系统故障（自愈）。智能电网能够不断地进行自检以发现和分析问题，采取纠正措施来补救问题，如果需要的话还可以对电网设备和网络区段进行快速恢复操作，从而实现自我修复。一些比较大或变化较快的故障，人力难以干预，而智能电网可以很好地处理。作为电网的“免疫系统”，自愈功能有助于维护电网的可靠性、安全性、低廉价格、电能质量和供电效率。通过采用现代化技术，例如数据采集、决策支持算法、防止或限制干扰、电力潮流动态控制和运行快速恢复，自愈电网能够将运行中断的可能性降至最低。基于实时测量的概率风险评估将能够识别出可能会发生故障的设备、发电厂和输电线路。实时应急分析能够判定电网总体健康水平，对可能引发电网故障的趋势预先发出警示，确定是否需要立刻进行调查或采取措施。与本地和远程装置进行通信，有助于对故障、低电压、电能质量不满足需求、过载和其他系统不良状况进行分析。然后基于这些分析，可采取适当的控制措施，根据需要来决定是采取自动还是手动措施。

第七项也是最后一项，在遭受攻击或自然灾害时，智能电网的运行具有可恢复性。

智能电网内置的系统级解决方案能够减少物理和网络脆弱性，使电网具备快速的故障恢复能力。智能电网的快速恢复能力将具有威慑力，使潜在的攻击者打消念头，即使是那些执意妄为和配备精良的攻击者也不敢胡乱行动。在遭受自然灾害时，智能电网去中心化的运行模式和自修复能力将使其比当前的电网更加强健。安全协议将包括威慑、检测、响应、缓解措施等要素，尽可能减小对电网和国民经济的影响。电网更不易受到外界影响，而且自愈能力更强，则成为恶意行为攻击目标的可能性也就更小。

这 7 项独特而又相互依存的特征代表了智能电网的特点。表 3.1 总结了这 7 项特征，并与现在的电网进行了对比。

表 3.1　美国能源部提出的智能电网 7 项特征

当前的电网	主要的发展需求	智 能 电 网
用户不能与电网交互，可获信息很少，对自身在减少能源需求和成本上可发挥的作用了解不足	促进消费者参与	价格信息全面，可以在多种方案、价格和选项中做出选择，自由买卖
主要采用集中式发电，分布式发电和储电非常有限	可接纳各种发电和储电方式	很多“即插即用”式分布式能源可作为集中式发电站的补充
批发市场很有限，而且整合不佳	促进新的市场	整合良好的成熟批发市场，新电力市场的增长
关注的重点是停电，而不是电能质量	满足电能质量需求	可根据需要在多种电能质量和价格组合中进行选择
电网信息与资产管理过程的整合有限	优化资产和运行效率	资产管理应用与电网信息深度整合
主要关注故障发生后的资产保护	自恢复	抗干扰，影响最小化，快速恢复
面对恐怖分子和自然灾害非常脆弱	抗攻击	威慑、检测、缓解和快速有效的复原

这 7 点基本特征已经描述了智能电网的大部分功能，但是一些发展方案的侧重点可能有所变化，例如有些方案鼓励在高压输电、中压输电和配电系统中接入可再生能源，有些方案强调采用传感器和传感信号以实现直接自动控制，有些方案旨在加速配电系统自动化的部署，还有些方案关注智能管理电力系统运行和设计中的多目标问题等。从更一般化的角度来看，美国能源部提出的这 7 项基本特征是要将电网塑造成具有如下特性的电网：

1）智能：能够自动检测系统的过载情况，并有能力更改电力潮流的通道，以避免停电的发生，或减小发生的可能性；在人力来不及反应的情况下，能够自动做出决策；能够配合实现电力公司、用户和监管者的目标。

2）高效：在不新增基础设施的前提下，能够满足用户需求的增长。

3）注重电能质量：能够提供符合要求的电能质量（没有电压骤降、电压骤升、扰动和中断），为我们不断增长的数字经济以及维持其运行的数据中心、计算机和电子设备供应合格的电能。

4）具有容纳能力：能够像利用煤和天然气一样，便捷地纳入太阳能、风能等所有能源；能够整合各种更好的理念和技术（例如储能技术），只要它们已经经过市场考验并已为入网做好了准备就应能加以利用。

5）具有可恢复性：由于智能电网将会更加去中心化并且会采用安全协议来增强安全性，因此在遭受攻击和自然灾害后，具有更好的可恢复性。

6）具有激励性：用户和电力公司之间的实时通信使得用户能够按照各自偏好来改变能源消费方式，例如用户可以更在意价格，也可以更在意对环境的影响。

7）绿色：能够减缓全球气候变化，开辟了一条可以真正大幅改善环境的道路。

8）能带来新机遇：无论何时何地都可即插即用，这个创新特性能够制造出许多新的机遇和市场。

3.1.3　智能电网技术框架

抛开一些由行业参与者们推动制定的特定定义，智能电网应该指从发电、输配电基础设施一直到电力用户的整个电网。这个概念包括了输配电网和低压电网中所有的监测、控制和数据采集功能，以及对电力公司和电力网络之间、电力公司和用户之间实现更高级别的整合和更有意义的信息交换的诉求。因此智能电网能够为电网运行、资产管理、分布式发电管理、高级测量、企业数据访问、公共和私人交通等领域提供系统级解决方案（见图3.2）。

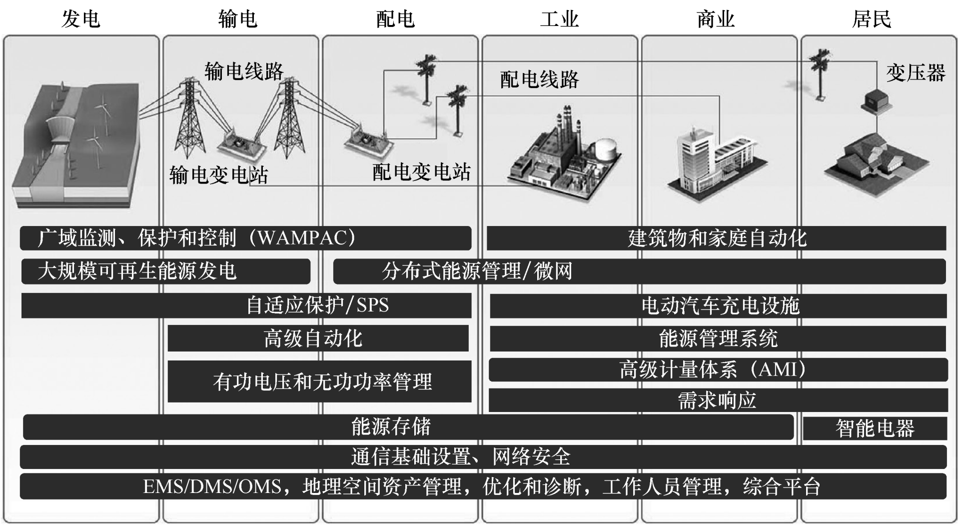


图3.2　整个电网中的智能电网技术（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

智能电网是发展各种解决方案的一个框架。它能够极大地改变和提高目前电力系统的运行方式，而且未来还具有继续改进的空间，因此从本质上来说，它兼具革命性和发展性。智能电网为优化价值链提供了技术方案，使我们能够提高现有基础设施的运行性能，还可以帮助我们更好地规划未来新增的基础设施。智能电网的参与者和投

资者将会越来越多，为了实现整个系统的重大变革，他们之间必须相互合作和配合。智能电网将会接入更多的可再生能源、公共和私人交通工具、建筑物、大型工业中心以及住宅。智能电网将提高电网效率，为用户直接提供实时能源信息——使其能够选择更好的能源利用方式。

如果要成为一个高水平的系统，智能电网应该包括以下几个主要部分：

1）智能传感和测量技术，例如远程监测、实时（Time Of Use，TOU）定价和需求侧管理（Demand Side Management，DSM），从而更快更准确地响应用户选择；

2）一个基于通用标准的双向综合通信基础设施，为实时信息和电网端点控制提供一个开放的体系结构；

3）先进的控制手段，用以监测重要部件，对系统事件进行快速诊断和准确反应以实现自恢复功能；

4）一个具有更好的交互界面、决策支持功能、分析功能和高级可视化功能的软件系统架构，以增强制定人工决策，有效地将电网运行人员和管理人员转化为知识型劳动者。

智能电网不同组件之间的互操作性非常重要。这些组件可以分为 3 个层级：电力基础设施层、智能基础设施层和智能电网解决方案层（见图 3.3）。应用需要与同层级（水平方向）和不同层级（垂直方向）的其他应用互通。

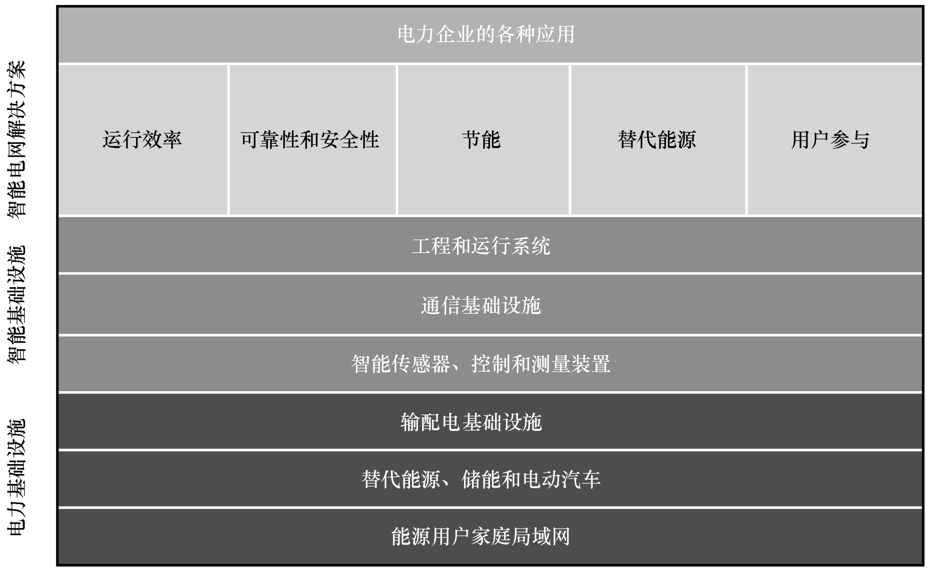


图 3.3　智能电网技术框架

智能电网能够提供一个具有扩展性的综合架构，不仅可以增强系统的可靠性，为电力公司节约资金和运行维护费用，而且也能够为用户节约开支并为其提供增值服务［如自动读表（Automated Meter Reading，AMR）、先进计量体系（Advanced Metering Infrastructure，AMI）和高级配电网基础设施（Advanced Distribution Infrastructure，

ADI)]。能够使设计良好的智能电网获益的不仅仅有 AMI，如今电力企业已经不同程度地采用了许多打着智能电网招牌的技术。智能电网计划采用这些模块，不仅可以利用公开标准在运行效率和数据整合方面获得不断增长的收益，更重要的是这样做能够推动一个综合的长期基础结构的实现。例如，配电系统中采用具有广泛通信覆盖的 AMI 有助于提高停电管理和综合电压/无功控制（Integrated Voltage/VAR Control，IVVC）水平。此外，通过家庭局域网（HAN），高带宽的通信网络能够增强用户服务解决方案（例如互联网访问）并带来更有吸引力的投资收益率。智能电网还带动了一大批新技术的发展，例如高级分析和可视化技术，它们创造的效益将会越来越大，并再次引起业界对用户接口、AMI、DSM 以及其他以用户为中心的技术（例如插电式混合动力汽车）的兴趣。

许多行业报告提出了大量智能电网技术，这些技术可以被大致分为以下几类：

1）与低碳应用有关的技术：例如大规模可再生能源发电、分布式能源、电动汽车、碳捕获与封存（Carbon Capture and Sequestration，CCS）；

2）与提高电网性能有关的技术：例如高级配电和变电自动化（自愈）、广域自适应保护方案（安全自动装置）、广域监测和控制系统（基于 PMU 的态势感知）、资产性能优化和调节（如状态检修）、动态电价、高级电力电子装置（例如 FACTS、智能逆变器等）、高温超导（High-Temperature Superconduting，HTS）等；

3）增强电网的应用：例如 DMS，EMS，停电管理系统（Outage Management System，OMS），需求侧响应，高级有功电压和无功功率管理（如 IVVC 和 CVVC）应用，支持操作、非操作和智能商务决策支持的高级分析，分布式能源管理，微网和虚拟电厂（Virtual Power Plant，VPP），人员管理，地理空间资产管理（GAM），关键业绩指标（KPI）仪表板和高级可视化等；

4）改善用户用电体验相关技术：例如 AMI、住宅/建筑物自动化（HAN）、EMS 和显示端口、电动汽车充电站、智能家电等；

5）网络安全和数据隐私相关技术；

6）通信和综合基础设施相关技术。

各种与智能电网相关的硬件、软件、应用和通信技术的成熟程度并不相同。一些技术已经发展得很成熟（其性能经过了时间检验）；但还有很多领域，技术尚处于早期阶段，还不能成规模部署。

许多行业参与者基于以下因素来选择和推出智能电网技术：

1）商业风险：创新型领导者或快速跟随者在推出智能技术时的表现各不相同：①创新型领导者（通过投资获得领先地位）的方针是对新的而且常常是性能还未经时间证明的技术进行投资，从而在同行中获得技术领先地位；②快速跟随者（在理由充分时进行部署）只有当一项智能技术已经具有一定的成熟度、在经济上可行时，才会进行部署，为同行指明了发展方向。

2）技术风险：智能电网技术在任何特定位置或电网的应用都会遇到不同的具体情况，技术部署会受到很多因素的影响，例如技术成熟度、与现有系统和技术整合

的复杂度、现有网络的性能、财务分析、用户偏好和接受度以及州和/或联邦监管机构的影响。所以设计智能电网需要遵循以下几个原则：① 核心架构必须是一些性能已经过时间证明并能带来较高整体收益的成熟技术；② 架构具有互操作性和可扩展性，能够与现有系统整合，尽可能提高后续发展的灵活性并降低技术被淘汰的风险；③ 采用安全而且开放的标准架构；④ 逐步增加已经发展成熟并具有合理成本的新技术。

3）技术的功能、可获得性和成熟度：智能电网技术选择涉及很多种功能和能力，在选择时，应该遵循以下方针：① 商业要求，能为所有参与者提供明确的、可量化的收益；② 架构和整合，各项技术能够整合为一个具有扩展性和互操作性的整体解决方案；③ 性能，证明其能够实现全部价值。

表 3. 2 对智能电网技术的关键功能进行了总结。表中列出的功能和能力可以分为 4 类：基础设施、测量、电网以及住宅/建筑物。

表 3. 2　智能电网技术的功能

编号	功　　能	描　　述
	基础设施	
1	通信和安全	能够支持实时操作和非操作智能技术的基础通信功能
2	整合电动汽车、大规模可再生能源、分布式能源	接入高比重的电动汽车、大规模可再生能源、分布式能源，将会使配电网络从“被动”（局部的/有限的自动化、监测和控制）系统转化为能够活跃（全局的/综合性的、可自我监测的、半自动化的）响应各种电网动态的系统。由于网络运行方式不同于以往，从而给电网的设计、运行和管理带来了挑战。因此，新系统的规划和运行需要采取不同方式，需要更加关注系统的全局性问题。此外，在大型可再生能源并网时，这些能源的可调度性和可控性也是个问题。能源存储系统可以将能源的生产和供应过程分离，有助于缓解这些潜在问题
	测量	
1	远程用户价格信号	提供实时电价信息
2	能源使用数据/信息	收集、存储用户能源使用数据/信息，并可按照任意时间间隔定时或实时汇报
3	远程确定停电位置和范围	电表在断电时能够发送信号，恢复供电后能够判断自身状态
4	远程连接、解除连接、再连接	远程控制智能设备的开关状态
5	远程配置	可进行远程配置，改变功能以及升级固件和软件
6	优化零售商的现金流	实现更有效的现金收取和债务管理，使零售能源服务供应商能够管理其收入

（续）

编号	功　　能	描　　述
		电网
1	内置传感装置、自动化、保护和控制	广域系统监测和高级系统分析：基于 PMU 的实时电网监测系统，而且还具有高级分析功能，能够进行智能的故障和停电检测。基于 PMU 的状态评估能够实现实时的动态和静态系统稳定性分析、风险和裕度评估、电力系统优化、安全自动装置配备等功能，从而使规划者/系统运行人员能够有效地预测可能发生的严重电网扰动，避免形成重大停电事故 广域自适应保护、控制和自动化：保护的基本思想是要使不同保护功能能够自动调整，以适应电力系统中的绝大多数情况。自适应保护的目的包括缓解广域扰动、提高电力系统的输电容量和可靠性、改变运行准则（从**电力系统应能承受最大可信事故**——$n-1$ 或 $n-2$ 准则，变为**电力系统应能承受后继有来自广域保护/紧急控制系统的保护性补救措施的最大可信事故**）
2	高级系统保护	现代电网依赖于全自动或半自动电网操作，控制中心还可以进行一定水平的人工干涉。高级系统保护工具由动态安全评估、广域监测系统（WAMS）和控制功能组成
3	高级系统管理	高级设备管理具有两个关键功能 1）优化设备性能以提高利用效率。可通过在电网上采用实时、动态定价应用来实现。这可以使计划输电能力和电网设备性能超过制造厂商设定的“铭牌”值 2）维护网络组件效率。可采用基于状态和基于表现两种维护方式来实现
4	高级系统规划	智能电网系统规划要考虑到接入进来的大量可再生能源、高比重的分布式发电以及既可充电又可供电的电动汽车对系统的实时影响
5	计划性孤岛（微网）与总的负荷和发电管理（VPP）	计划性孤岛和/或电力子系统的并网运行。可使多个负荷/发电设施达到最优平衡，从而实现可靠、低成本的运行
		住宅/建筑物
1	总的需求侧响应	聚合需求以减少高峰负荷并促进系统更有效地达到平衡
2	EMS	对家用电器、分布式发电和电动汽车进行控制，优化能源使用

智能电网涉及的技术领域非常广泛，包括软硬件、应用系统及通信技术等，各种技术的成熟程度各不相同。某些技术已经相当成熟，经过了时间的检验；但也有很多技术尚处于早期阶段，需要经过大规模应用来加以验证。

表 3.3 对智能电网技术功能的大致成熟度和发展趋势进行了评估和总结。表 3.3的评估基于全球现有智能电网项目中已经部署技术的规模/水平。

表 3.3　智能电网技术一览

	功　　能	成　熟　度	发展趋势
1	通信和安全	发展中	快速
2	整合电动汽车、大规模可再生能源、分布式能源	发展中	快速
3	测量	已成熟	快速
4	内置传感装置、自动化、保护和控制	发展中	快速
5	高级系统操作	发展中	稳健
6	高级系统管理	已成熟	快速
7	高级系统规划	发展中	稳健
8	计划性孤岛（微网）与总的负荷和发电管理（VPP）	发展中	稳健
9	住宅和建筑物	发展中	快速

新功能和能源利用技术的发展对于实现智能电网的伟大蓝图非常关键。智能电网投资应该侧重于整体电网解决方案，这将会导致各企业智能电网计划出现差异。但是，智能电网不仅仅是一种新技术，它将对电力行业的整个流程产生重大影响。也许更重要的是，智能电网技术带来了新信息，创造了新型的用户和电力企业间的关系。能源利用技术（例如智能装置、通信和信息基础设施以及运行软件）对智能电网方案的发展和实现起着非常重要的作用。每个电力用户将会根据以往的作为和投资、当前需求以及对未来的期许，开始自己的智能电网之旅。

3.2　智能能源

Thomas Bradley，Johan Enslin，Régis Hourdouillie，Casey Quinn，Julio Romero Aguero，Aleksandar Vukojevic，Bartosz Wojszczyk，Alex Zheng，Daniel Zimmerle

3.2.1　可再生能源发电

3.2.1.1　智能电网下的市场调控与驱动

包括美国在内的世界上许多国家都鼓励大力发展可再生能源，纷纷制定了可再生能源投资组合标准（RPS），规定了可再生能源的税费减免和上网电价优惠政策等。随着可再生能源（如风能、太阳能等）的迅猛发展，其间歇性特征必然对所接入电网的生产运行产生不可忽视的影响。

2002 年，美国加利福尼亚州（简称加州）制定了 RPS，并规定至 2017 年可再生能源发电在全州电力消耗中的比重将达到 20%。2008 年 11 月 17 日，加州州长阿诺德·施瓦辛格签署 S-14-08 州长令，要求 2020 年的可再生能源消费比例应达到 33%。这意味着传统能源所占比重将在 2020 年下降 11%。加州的 RPS 是全美国最为激进的，其他州也制定了相应的标准，只是比重略低[1]。

各州政府都在大力推进可再生能源并网发电，而像风能和太阳能这样的可再生能源都具有很强的间歇性。显而易见，当电网公司努力满足 RPS 的要求以应对全球变暖解决法案（2006 年 AB32）时，整个电网的规划、运行和工程建设等工作就必须做出相应的调整，以维持新形势下电网运行的可靠性、安全性和经济性。由于地理位置分布所决定，大部分可再生能源都将接入一个或两个电网公司的输电系统中。当接入的间歇式可再生能源所占比例达到一定规模时，电网公司如何从规划层面将其消纳就是一个全新的挑战。

美国的众多机构［如加州能源委员会（CEC）、北美电力可靠性委员会（NERC）、加州系统独立运营商（CAISO）、纽约州能源研究开发署（NYSERDA）、西南联合电力系统（SPP）和加州公用事业委员会（CPUC）等］已经就如何接入大量的可再生能源开展了基础性研究。大部分研究表明，在 10% ~15% 的渗透率下，传统的规划和运行都能够满足。但一旦渗透率超过了 20%，传统的电网就需要在规划、运行和工程建设方面开展智能化改造。连续对输电系统和可再生能源接入规划研究表明，应尽快推动各电网公司对智能电网示范工程的建设工作。

虽然在欧洲的部分电网具有 30% ~40% 的可再生能源渗透率，特别是风电含有量非常高。但在美国，尤其是在美国西部电力联合体（WECC）等电网，发电与负荷中心之间输电距离较长，这与欧洲电力系统非常不同。因此，欧洲关于电网的相关研究和经验无法对渗透率达到 20% ~30% 后的美国电网运行起到借鉴作用。

大规模的风电和光伏发电将从物理层面对电网的运行造成影响，包括电网的频率调节、负荷曲线跟踪和更大范围的功率平衡等。当渗透率超过 20% 后，风电和光伏发电的随机特性、风电与光伏发电和负荷之间缺乏协调以及美国不同州之间风电分布不匀等问题都对电网的运行调度、负荷需求预测和负荷削峰填谷等工作提出了更高的要求[1]。

欧洲的经验告诉我们，为了保障系统在风电接入后运行的稳定性，必须能够准确指出电网所能承受的风电渗透率极限。主要考虑的方面包括：

1）电网规划技术。可再生能源的接入需要更加关注系统的规划，包括静态和动态层面的分析。

2）出力预测和负荷预测技术。准确的负荷预测和出力预测变得更加重要和更有价值。

3）电压支撑技术。电网的无功管理对系统的稳定非常重要，尤其是波动性电源所需的动态无功补偿。

4）先进的运行和功率平衡技术。为平衡大规模的风电和光伏发电，需要现有的发电机组具有更灵敏的调节能力，并采取最少的起停机操作。

5）辅助服务技术。为满足可再生能源随机波动的要求，需要更大比例的备用容量，可以用响应型储能装置来提供服务。

6）设备选择技术。风电和光伏发电经常采用的变速发电机组和逆变器接入为电网有功和无功的独立调整提供了新的技术手段。

7）坚强的互连技术。在瑞士，采用了大容量的抽水蓄能来实现功率平衡。更大范围

的区域控制使得可再生能源接入后的功率平衡成为可能。

技术上的困难并不能成为放缓可再生能源接入的原因，相反，应该大力加大电网的规划和研究，以满足可再生能源接入后的需求。

研究与实际运行表明当接入系统中能够提供功率平衡的备用容量，同时能提供准确的负荷跟踪能力时，风电和太阳能的接入将更为容易。风电和光伏发电的数量越大，它们所产生的累加效应⊖越明显，出力也越稳定。间歇性能源的高渗透率（一般 $>20\%$）对电网存在以下几个方面的影响[1]：①线路过载；②短路；③暂态问题和电压稳定；④电磁暂态过程；⑤保护定值；⑥功率平衡；⑦电能质量。

美国可再生能源接入的最大障碍在于能否提供足够的输电设备接入可再生能源，并将能源输送到负荷中心。另一些障碍在于环境压力和互联技术的发展，如可再生能源的出力预测、输送、低容量利用率和间歇性对系统调节的影响等。

在美国，大部分可再生能源均远离负荷中心（如加州和中西部地区），这需要额外建设穿越整个国家的输电网络。类似于风电和光伏发电的可再生能源的容量利用率一般在 20% ~35% 之间，比传统的核电和火电的 90% 的容量因子要小很多。如此低的容量因子将给现存的输电网络容量造成极大的负担。输电走廊的确定、报批、造价预算、核算、投资方协调、工程设计和施工都需要大量的投资，而且非常耗时。

尽管可再生能源发电过程中是零碳排放的，但风电和光伏发电需要具有快速功率平衡能力的备用容量，如足够的调峰电厂或水电厂。而现有的备用容量响应速度慢，且在调节过程中有可能产生更多的碳排放量。因此由可再生能源引发了备用容量增加和降低碳排放之间的矛盾。CAISO 现有的备用容量约为 1%，即 350MW，主要由碳排放较大的调峰电厂提供。2010 年，当接入 20% 的风电和光伏发电时，备用容量需要增加到 2%；到 2020 年，当接入 33% 的风电和光伏发电时，备用容量需要增大到 4%[1]。

随着风电和光伏发电接入的增多，越来越多化石燃料电厂要更加频繁地调节出力，以对功率波动加以缓冲。系统留有备用容量则意味着一些电厂不得不运行在最大出力以下。因此降低碳排放造成的副作用就是使系统的效率降低。当电网具有高渗透率（$>20\%$）时，由于系统无法消纳，则可能出现风电弃风或光伏发电减小出力的情况。

3.2.1.2　集中式发电与分布式发电

早在电力发展初期，大型电力用户、城镇都会安装大量的小型发电机。但随着工业的发展和供电可靠性要求的提高，大型的互联电网开始出现。近几十年来，电力系统都以发展大规模的集中发电为主。目前，无论是考虑环境、社会、经济需要，还是考虑提高电力系统运行效率，接近于负荷中心的小规模分散式发电形式（尤其是可再生能源形式）比构建大型发电厂和长距离输电线路都更具优势。因此，公共电网调度

⊖ 应指局部可再生能源的随机性较强，但可再生能源数量众多时这些随机性将在一定程度上相互抵消，表现为整体确定性增强。——译者注

政策法案（PURPA，1978 年）和能源政策法案（1992 年）纷纷出台，包括分布式发电（Distributed Generation，DG）、分布式储能（Distributed Storage，DS）、用户需求响应和能量管理等的分布式能源（Distributed Energy Resource，DER）概念也由此产生。

分布式能源的定义为具有小发电容量的分散式电源，如互换式柴油发电机组、天然气微型燃气轮机、大型蓄电池组、小规模可再生能源发电（光伏发电、风电等）和燃料电池。分布式发电一般是指配电网层面上的发电机组（不含储能）。除此之外，还包含很多潜在的分布式能源，如从基本的备用发电到一个完整的微网等。

提供足够的备用容量是广泛应用分布式能源必须解决的基本问题。备用发电机组通常是一些特定用户采用的小型柴油发电机。在这种配置下，电网提供主要的负荷需求，而备用发电机只是当电网无法满足时才起动，因此这种配置方式也导致资产利用率偏低。图 3.4 给出了用户自备和电网备用两种配置情况。配置备用发电机后，电能的全寿命周期成本将非常高。高成本将会使得自备发电的用户优化发电容量的配置，而不是满足所有负荷的需求。用户停电时，大部分的负荷会停机，而只保障关键负荷的用电，如紧急照明等。而且关键负荷一般采用独立回路供电，也就是说就算是备用容量够大也无法参与负荷调节。对于电网而言，也是采用同样的思路，即在一些重要的回路上（如医院或高科技企业）布置备用电源。在许多情况下，对于含有分布式能源的系统运行是有帮助的。但是如果这些电源没有智能控制，将无法很好地与系统其他部分集成。

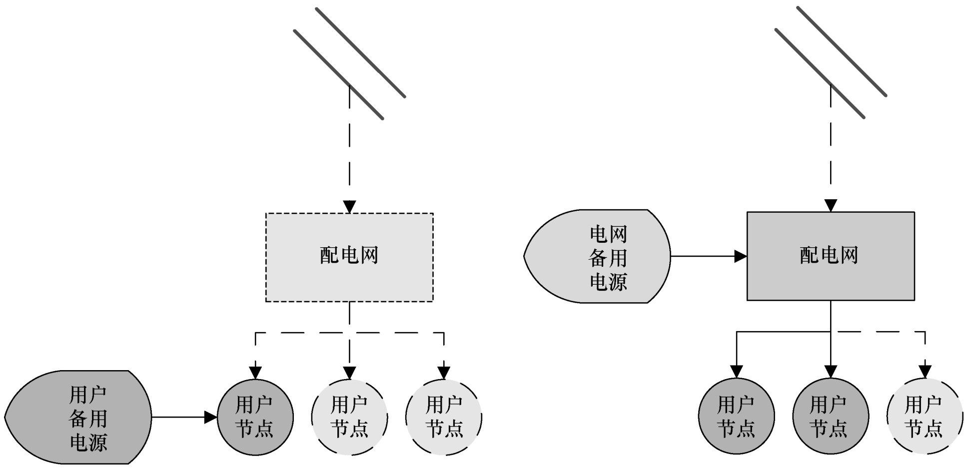


图 3.4　用户和电网备用电源配置

在过去的 20 年中，接入电网的分布式发电设备［包括独立电源供应商（IPP）或电网拥有的分布式发电设备］快速增长，发挥着与传统集中式电源一样的为用户提供连续供电的作用。但是与集中式发电方式相比，分布式发电方式在电源安装地点（更靠近负荷）、安装容量（更小容量）和电网辅助服务（电压调整和功率调整）方面存在不同。此外，分布式发电接入配电网的方式也有不同，包括同步发电机、

感应式发电机和电力电子接口等。但传统配电网在设计时通常采用辐射方式，并未考虑分布式发电的接入。因此，分布式发电的接入无论是对配电网还是其自身都会有影响。配电网运行面临这一巨大的挑战，尤其是接入间歇式能源（如太阳能或风能）时更是如此。智能电网技术将在分布式发电接入及减少其接入对配电网的影响方面发挥重要作用。

3.2.1.3　可再生能源技术

可再生能源与传统能源的区别在于：①能提供清洁无污染的电能供应；②在发电过程中不会耗尽自然资源；③其容量配置非常灵活，可以安装在单个家庭，也可以集中为千家万户供电。可再生能源包括很多种，接下来将介绍常用的几种可再生能源。

3.2.1.3.1　太阳能光伏发电

随着对可再生能源的需求增大，太阳能光伏（PV）发电在近年来得到了长足的发展。光伏发电代表将太阳能板放置于阳光下放电的方式，将光能转化成电能。太阳电池板由包含光伏效应器件的太阳电池构成。太阳电池在光照作用下在极间产生电子移动，从而产生直流电。

光伏发电有众多应用，如光伏电站、建筑光伏、交通装置的光能辅助设备、独立光伏供电系统和卫星供电等。进入 21 世纪以来，世界上各大电网公司已经把光伏发电纳入各自的发电体系中。但是光伏发电发出的是直流电，需要 DC-AC 变换器及其保护控制器才能接入交流电网。光伏发电的主要问题在于其间歇性。由于光伏发电是一种不可靠的电源，因此需要一些技术来提高其可靠性。其中一种应用最为成功的方式就是增加蓄电池。蓄电池可以在平时充电，而当太阳电池不发电时供电。

由于光伏发电效率高，因此常用于小容量的应用场合。随着光伏发电技术的发展，在设计、材料和制造方面都获得了进步，使得太阳能成为目前增长最快的可再生能源之一。时至今日，光伏发电已占全球发电容量的 0.5%。

3.2.1.3.2　太阳能供热

太阳能供热（Solar Thermal Energy，STE）技术是将太阳能转化为热能的技术。基于集热温度的高低，太阳能供热技术可以分为低热、中热和高热 3 种。实际应用过程中，低热收集装置一般用于泳池加热或房间加热；中热收集装置一般用于水或空气加热；高热收集装置一般用于电力生产。

热这一物理量可以用于量化某一特定物体所包含的热能，由热度、质量和温度 3 个因素决定。从本质上看，热能是通过聚集光线击打物体表面产生的热量形成的，然后通过传导或对流进行热交换。通过热绝缘材料存储技术，可以使 STE 技术在没有太阳的时候也能发电。STE 技术的最大缺点在于其效率，一般仅为 30% 左右，远低于其他发电技术。

3.2.1.3.3　风力发电

风力发电技术是将由风力发电机捕获的风能转化成电能。风能的使用可以追溯到很久以前，古人用其作为推动船只的主要动力。而今，风能更多用于给电网提供大量的能量。风力发电是否成功主要由当地的平均风速及距输电网络的距离决定。

风能是一种非常易获取的可再生清洁能源，不会产生温室气体排放。而风力发电的主要缺点在于其间歇性和容易给环境造成影响。在正常运行条件下，电网应消纳风电场所有出力。但当无法实现时，风电场应可为与之配套的电池储能系统充电。

风速越高风电场的出力越大，但由于风速总是处于变化之中，因此风电场的出力是波动的。正是因为这个原因，风电场一般不会用于电网的调峰调频。风电机组的容量利用率一般介于20% ~40%之间。

3.2.1.3.4 生物质能发电

谁能预料到有一天科技发展到能够用生物材料制成的燃料为我们供电，无论它们是死的或者是活的。可以用来制造纤维、化学品或者产生热能的枯死树木、木片、植物或者动物都能被称为生物质能。生物质能发电技术包括从生物释放的热能、电能或者可燃气体和液体等不同形式的能量转换。生物质能发电技术的缺点是增加了空气污染。生物质能发电近期发展迅速，已经约占全美发电量的1.4%。另一种形式是由藻类生物产生生物气体发电，由藻类物质产生的油可以转换为工业用途，也可以转换为能产生天然气的生物质并用来发电。

3.2.1.3.5 地热发电

地热发电是通过自然途径从地球中提取热能。现今使用的地热发电技术包括双循环发电厂、二次蒸汽发电和干蒸汽发电等。尽管地热发电的发电效率高（通常超过96%），但其热能利用效率低。

地热发电容量可能不同，但都是一种可靠且经济效益较好的发电形式。由于地热开发需要类似与地球探测一样的深孔开钻，因此初期投资高，影响了其渗透率的提升。

3.2.1.3.6 波浪发电

有两种形式的海洋能可被利用：一种是波浪能，另一种是潮汐能。波浪能与海洋波浪产生的能量密切相关。这种能量产生在海洋的表面并可用于发电。如今，波浪发电厂在欧洲已经投入运行。由于波浪发电可靠性不高且需要较大的波浪推动，因此这种发电方式目前并未大范围推广。美国第一个波浪发电厂有望在俄勒冈州的里兹波特公园投产。这个发电厂将采用PowerBuoy技术，通过安装远洋模块化的浮标，感应波浪的上升和下降，产生机械能并转换为电能，通过海底电缆传输到岸上使用。

3.2.1.3.7 水力发电

水力发电站利用水流产生的能量发电。通过重力作用，水流冲击水轮机叶片，带动转子转动从而产生电能。大部分时间，水电厂都建设在山区（水不丰富但水流湍急）或峡谷（水丰富但水流不急）等地区。

3.2.1.3.8 燃料电池

燃料电池是一种电化学电池，能够将燃料转化为电能。燃料电池内的燃料与氧气发生化学反应，在电极中产生电能。反应物注入电池，反应生成物则流出电池，而电极则保持在电池内，因此燃料电池中的燃料必须从外部得到补充。

3.2.1.3.9 潮汐发电

潮汐发电是将潮汐能转化为电能。潮汐发电的关键技术在于潮汐发电机和潮汐坝。

潮汐发电机需要将水下的潮汐运动转化为转子运动以产生电能。潮汐坝需要安装在入海口以截取潮汐中的势能以转化为电能。涨潮时，水流进入潮汐坝，退潮时，水流流出潮汐坝，从而带动水轮机旋转。潮汐发电的新技术正在被研究和应用，如动态潮汐发电可以综合利用潮汐的动能和势能进行发电。

3.2.1.3.10　热电联产技术

基荷发电或热电联产（Combined Heat and Power，CHP）发电模式使得分布式能源能够承担更多的供电责任。热电联产是指分布式能源除发电外还为本地提供热能供应，以提高整个系统效能。当负荷难以由分布式能源单独供电时，可采用分布式能源的连续并网工作模式。当脱离电网时，分布式能源的工作模式并不需要改变，只需要切除部分负荷即可。图 3.5 给出了分布式能源的基荷/热电联产在并网与脱网时的工作模式。

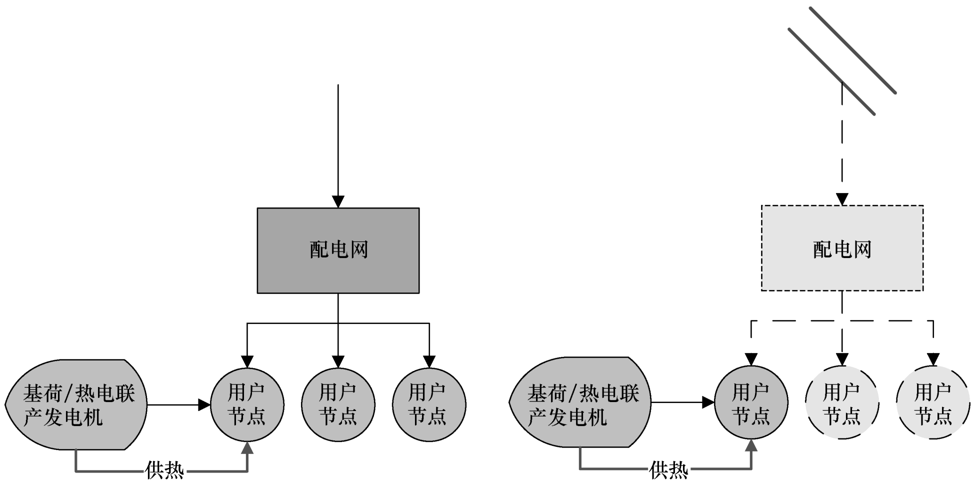


图 3.5　分布式能源的基荷/热电联产在并网与脱网时的工作模式

与传统的备用发电配置相比，这种配置方式具有更高的资产利用率，因为分布式能源处于连续工作状态，从而也提高了系统的经济性。因为备用发电并不经常使用，总体能源成本较低，而基荷/热电联产配置模式的总体能源成本较高，所以这种配置方式却未必能提高整体经济性。

例如，备用发电的成本为 0.5 美元/kWh，提供总负荷的 5%，电网电价为 0.1 美元/kWh，提供总负荷的 95%，总的用电成本为 0.12 美元/kWh。相反，分布式能源的发电成本为 0.15 美元/kWh，提供总负荷的 60%，电网电价为 0.1 美元/kWh，提供总负荷的 40%，则总的用电成本为 0.13 美元/kWh。由此可知，因为基荷/热电联产配置模式占总负荷的比重较大，所以其用电成本高于备用发电配置模式。

为此，合理配置基荷/热电联产的容量和方式对于其运行的经济性而言是关键的，而采用分布式能源为附近的工厂和居民供热是解决这一问题的有效手段。供热和供电同样具有经济价值。尽管 20 世纪 70 年代以来热电联产技术发展迅速，但是在美国或其他发展中国家，仍然存在众多的替代技术。

3.2.1.4 智能电网中的可再生能源需求

美国加州在 2020 年的间歇性可再生能源的渗透率将达到 33%。为满足间歇性可再生能源高渗透率接入电网，电网的规划和运行必须从发、输、配 3 个层面进行智能化，而没有其他捷径可循，因此必须遵循以下规划和运行原则：

1）多种能源的互补发电。

2）更加先进的智能输电网，如引入能快速响应的储能系统、FACTS、HVDC 和基于广域测量的电力系统继电保护及自动控制技术（WAMPAC）等。

3）更加先进的智能配电网，如发展配电网自动化、快速需求响应、分布式能源（DR）、分布式储能（DES）、插电式混合动力汽车（PHEV）的可控充电和需求侧管理（DSM）等。

输电网规划的目的在于设计出最优的输电网架和设施，用来接入如此高比重的可再生能源。因此，需要在输电网络扩展规划、输电设备建设和储能系统建设方面有清晰的目标来适应可再生能源的发展。

人们对风能和太阳能发电模型并未完全认识清楚，至少在目前来看，还是不足以用来规划电网。风力发电和太阳能发电模型必须包括短路等效模型，包含有随机云层遮盖和短期风力波动变化的动态模型，因此需要不断更新和完善。

欧洲的间歇性能源的渗透率将达到 80%，且电网结构和负荷密度均与美国不同，因此很难在美国直接套用欧洲的经验。当可再生能源所占比重达到这个程度后，其对电网影响将非常明显，尤其是需要安装储能装置和 FACTS 装置，以减少间歇性能源对电网的影响。美国电网公司需要开展一些研究项目以准确可靠地预估间歇性能源的高渗透率对电力系统统一能源规划的影响。由于长时间在相关技术方面处于领先地位（所带来的发展惰性），需要电网公司投入更多精力应对这些技术挑战。如果这些技术挑战证明一些持续发展的策略无法满足要求，那还需要更进一步的开展理论研究、现场试点和测试等工作。除此之外，电网公司还需要研究一些严重影响电网安全稳定性的应对策略和对于高渗透率接入后无法预知的技术难点问题。

3.2.2 储能系统

其实储能是一个非常传统的概念，如太阳能就被转化和存储在现在大量被使用的化学燃料中，但当前储能技术被关注的程度的确是前所未有的。长时间以来，储能在电力系统中没有得到大量使用。直到最近由于技术的发展，储能技术在电力工业中得到了相当重视［如抽水蓄能和不间断电源（UPS）系统等］。但是储能的概念在电气工程中的其他领域（如电子和通信等）却应用广泛，在这些领域能够非常容易地对电能进行存储和管理。

3.2.2.1 储能技术在智能电网条件下的市场调控与驱动

大量存储电能一直以来都是电网最希望获得的能力。在分布式电源和插电式电动汽车（PEV）[⊖]接入电网后，储能技术将扮演更加重要的角色。储能系统能够为智能电

⊖ 插电式电动汽车（PEV）主要指全部家用电网充电汽车，包括插电式混合动力汽车（PHEV）、纯电池电动汽车（BEV 或 EV）和其他形式的电动汽车（EREV）。

网提供更强大的能力、更高的运行效率和更灵活的运行方式。传统电力工业的特点在于电能不能大量存储，生产和消耗必须同时进行，否则就必须将电能转化成其他形式的能量。储能系统最初只是简单的累积能量而不起到辅助作用，但后来各种储能设备能够在某个特定时期起到降低发电需求、调节系统负荷的作用。

储能对电力系统运行来说必须是经济、可靠和安全的。但不幸的是，储能系统的高成本和高技术要求限制了其大容量使用。抽水蓄能是历史上最常见的储能系统。但最近 20 年来，由于间歇性能源和电动汽车的接入，用户对高可靠性供电的需求促使储能技术得到了更广泛的应用，如电池储能、飞轮储能等相继出现，尤其在微网和系统辅助调节中的应用更为常见。储能技术目前引起了全世界的关注，特别是关于储能系统的调节机理不断被提出来讨论，如美国国会 2009 年通过的储能法案（S. 1091，也称为国内税收法修正案）中规定：①允许 20% 的能源税收用于并网的储能系统投资（包括各种发电设备、输电线路和配电设备等），并要求设计的系统可以接受、存储和转化其他能源形式为用于销售的电能；②该类投资必须是新型、清洁和可再生的；③允许 30% 的能源税收用于就地储能设备的投资；④对在主要居民区安装的非商业储能设备给予 30% 的税收优惠。

储能装置的主要用途包括频率调整、旋转备用、削峰填谷和可再生能源接入等。

3.2.2.1.1　频率调整

实际上，电力系统中的发电和负荷总是存在不平衡，因此将导致频率波动。系统运行人员总是努力地调整运行方式，以保证发电与负荷之间的功率平衡，从而保证频率在工频附近波动。当风力发电和太阳能发电等可再生能源接入后，频率的波动将加剧。任何电力系统都需要频率稳定在一定的范围内。如果频率偏差过大，将导致系统失稳。为此，系统运行人员需要根据频率的变化来调整发电机出力，以尽可能实现发电与负荷之间平衡，这种调整称之为频率调整。另外，为确保系统能为持续变化的负荷供电，电力系统必须能够在运行的时候提供额外的发电容量，这部分就是旋转备用。旋转备用必须能够为频率调整提供足够的发电出力，同时还必须保障系统中最大容量的发电机跳闸后系统不会停电。调节容量一般是基于历史数据设定，并会随时间的变化而不同。

市场化和非市场化的电力系统的一个基本区别在于：市场化的电力系统会为类似于频率调节等辅助设备提供一个市场。在这类市场中，每个发电厂的备用容量和实际发电一样可以参与市场报价并可以得到支付费用，而每台发电机都必须强制安装特定的控制装置。系统首先会计算发电出力与负荷需求之间的差值（根据频率调节误差获得），也称为区域控制差值（Area Control Error，ACE）。利用这个数值可以生成自动发电控制（Automatic Generation Control，AGC）信号传送给各个发电商，发电商则根据接收到的信号调整电厂出力，提升频率需要发电商增大电厂出力，而储能系统则向系统放电。相反，降低频率需要发电商减少电厂出力，储能系统则充电。

过去，火力发电或水力发电由于其快速响应能力，一般被用作系统调频。但对于经济运行而言，这种方式不是最理想的，因为发电机调频会增加电量损耗和机械磨损。

另外，一些基荷电厂出于频率调整的要求不得不降低出力，将造成发电成本增加。因此储能系统用于频率调节将有更大的优势。除此之外，每兆瓦新能源的接入需要系统增加3% ~10% 的频率调节能力。

3.2.2.1.2 旋转备用

系统的发电装机容量应等于系统的负荷需求加上旋转备用。旋转备用的容量必须不小于系统中最大发电机的容量并留有一定裕度，以满足发电机跳机时的瞬时功率缺额。因为发电机的起动需要一定的时间，所以储能系统具有的一个优势就是能够瞬时响应。实际上，在负荷高峰期，无论是火电厂或水电厂都运行在最大出力状态，旋转备用容量不大。因此需要有额外的设备来提供旋转备用。而在非负荷高峰期，各发电机则根据指定的旋转备用降容运行。虽然提供旋转备用是强制性的，但是会增加运营成本和降低效率。储能系统能够有效降低火电厂和水电厂提供的旋转备用数量，实现电厂的经济运行。和电力市场中的频率调节市场类似，也存在旋转备用市场，旋转备用也可以参与报价。储能系统的缺点在于其输出有时间和容量限制，并非无限的。在储能系统开始工作后，其他的发电机组必须即时投入，以避免系统停电。

3.2.2.1.3 削峰填谷和负荷迁移

负荷需求总是在不停变化的，为此电网公司总是需要使用各种技术预测每天的日负荷曲线。负荷预测的主要输入变量为温度、过去 7 ~10 天的负荷值和往年历史数据。根据预测的负荷曲线，可制定经济运行方案，确定各个发电机组的出力。不同的发电机组发电成本不同，而经济运行方案可根据这个值来进行优化。发电成本更低的机组应被安排更多的运行时间，如核电、水电和先进的火电机组应更多承担基荷。当然，这些发电机组的建设投资也更大。为满足最大负荷需求，还需要一些更高运行成本的发电机组，如燃气轮机（Combustion Turbine，CT）可能一年内只在最大负荷时刻运行几个小时。为减小负荷的峰谷差，能量最好能够被负荷低谷时存储，而在负荷高峰时释放。

3.2.2.1.4 可再生能源接入

储能技术、电力电子技术和通信技术在减少大规模间歇性可再生能源接入对电力系统的影响中起着重要作用。起初，风力发电和太阳能发电技术的重大突破使得其可靠性大大增加。电网公司也将这两大类发电纳入其发电计划中。但是这带来的最大问题是风力发电和太阳能发电的不可预知性及出力的波动都需要有相应的技术进行调整。与此同时，大容量的风力发电和太阳能发电均属于不可调度的，其出力波动会伴随有电压的波动。风力发电存在的共性问题包括功率因数低、线路故障、尾流效应和出力变化快等[1]。

在城市电网中应用最广泛的太阳能发电技术是光伏电池板，其出力也是波动的，甚至会出现瞬间中断的情况。如果部分光伏阵列被云层遮盖，则会引起功率大幅波动，从而也给配电系统带来电能质量问题。由此可知，当渗透率大时，这些功率波动将造成电能质量和功率平衡问题。云层和雾气遮盖都需要系统能够快速响应以平衡功率，

而且也会造成同一馈线中的电压波动和闪变。因此，电压与无功管理也是高渗透率下的常见问题之一。

储能系统可以快速吸收和释放能量，以缓冲可再生能源的出力波动，减缓和限制可再生能源出力变化的速率。目前智能电网中一个非常有效的可再生能源接入解决方案就是并联快速响应的储能系统和静止同步补偿器（STATCOM），该方案已经投入实际运行。快速储能系统一般需要15min～4h 的有功功率存储能力，而 STATCOM 的容量则一般比有功需求大。图 3.6 给出了一个风电场接入的 STATCOM-BESS 解决方案[2]，其技术参数为：

1）电池容量：8MW/4h。

2）逆变器容量、STATCOM 容量：20MVar。

3）STATCOM 和 BESS 的集成控制系统及人机界面（Human-Machine Interface，HMI）。

4）BESS 的配电网自动化通信接口和调度接口。

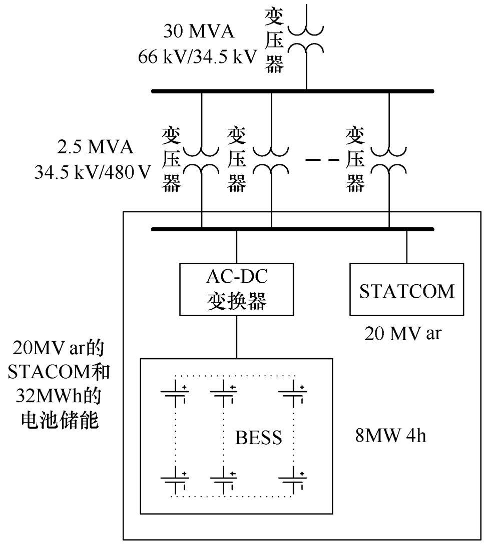


图 3.6　STATCOM-BESS 解决方案
（来自 Enslin，J.，Dynamic reactive power and energy storage for integrating intermittent renewable energy，Invited Panel Session，Paper PESGM2010-000912，IEEE PES General Meeting，Minneapolis，MN，July 25-29，2010）

3.2.2.2　集中式与分布式储能系统

储能系统内可以是集中式，也可以是分布式的。储能系统方式的选择是一个技术经济问题，包括容量、体积和重量、投资额、生命周期及效率等。图 3.7 给出了截至 2010 年 4 月全世界范围内安装的储能系统分布情况。

集中式储能系统指安装在输电系统中的大容量储能系统，其容量一般为几十或十几兆瓦，应用于短时间周期（秒或分钟）的系统调控和间歇性可再生能源的接入。分布式储能（Distributed Storage，DS）系统指安装在配电系统中的小容量储能系统，其容量一般为几兆瓦或千瓦级。分布式储能系统可以安装在变电站、馈线或者用户侧，包括社区储能（Community Energy Storage，CES）系统和电动汽车充放电（Vehicle-to-grid，V2G）等。社区储能系统是目前研究的热点之一，其容量一般在 25～75kW·h，看上去就像一个垫装的配电变压器。分布式储能系统通常用于间歇性可再生能源接入、提高配电系统可靠性和配电容量延迟等。因此，分布式储能系统通常需要较长的存储时间（分钟级或小时级），如图 3.8 所示。目前 PEV 也可以被视作是一种储能设备。电能存储联盟（ESA）给出了各种储能技术的优缺点，如表 3.4 和图 3.8 所示。

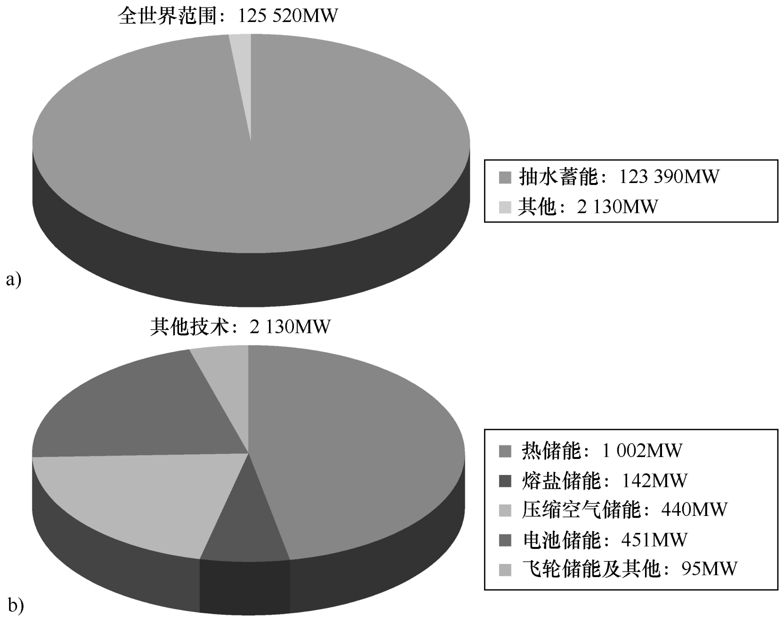


图 3.7　截至 2010 年 4 月全世界范围内安装的储能系统分布情况［来自当前储能项目实例，加州储能联盟（CESA），http：//www. storage alliance. org/presentations/CESA_OIR_Storage_project_Examples. pdf］

表 3-4　各种储能技术比较

储能技术	主要优点	缺　点	电力存储	电量存储
抽水蓄能	大容量，低成本	需要特殊地点		●
压缩空气储能（CAES）	大容量，低成本	需要特殊地点和气体燃料		●
液态储能（PSB、VRB、ZnBr）	大容量，独立的电力和电量供应	能量密度低	◐	●
金属气体	能量密度高	充电困难		●
NaS	能量密度高，效率高	制造成本高，安全性低	●	●
锂电池	能量密度高，效率高	制造成本高，需要特殊的充电电路	●	○
Ni-Cd	能量密度高，效率高		●	◐
其他先进电池技术	能量密度高，效率高	制造成本高	●	○
铅酸电池	成本低	深度放电时寿命短	●	○
飞轮储能	存储容量大	能量密度低	●	○
超导储能	存储容量大	能量密度低，成本高	●	
超级电容器	寿命长、效率高	能量密度低	●	◐

注：源自电能存储联盟（ESA），技术比较，http：//www. electricitystorage. org/technology/storage-technologies/technology-comparison。

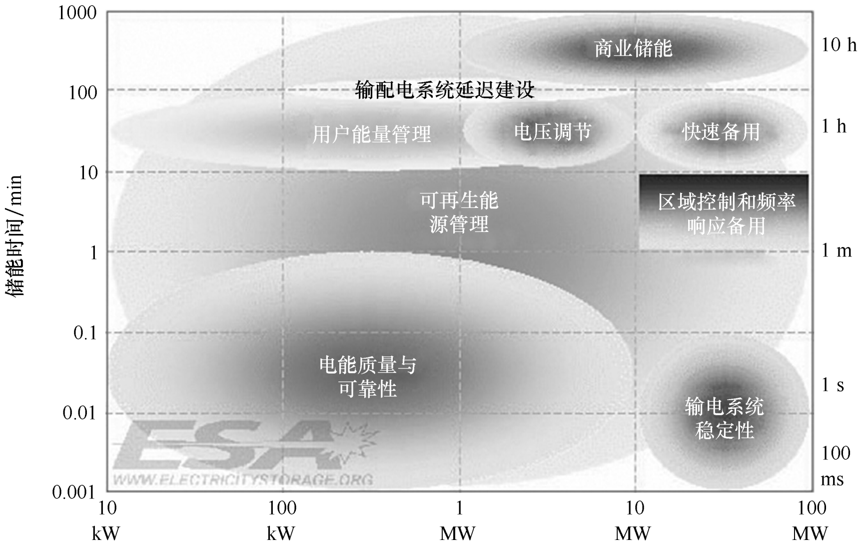


图 3. 8　储能系统需求［数据来自桑迪亚国家实验室的报告 2002-1314；电能存储联盟（ESA），电网支持，http：//www. electricity storage. org/technology/technology-applications/utility-support/］

智能电网中如分布式储能技术、通信技术、控制技术、电力电子技术和电力技术等各种技术的综合应用使得间歇性可再生能源得以无缝接入电网，并提高了其可控性（如可调度能力）和稳定性。这种能力的提高对于电网的规划水平、系统运行的灵活性和可靠性都具有重要意义。另外，智能电网中的分布式储能系统对于缓解分布式发电（尤其是光伏电池）和 PEV 的影响也是非常必要的，如图 3. 9 和图 3. 10 所示。

3. 2. 2. 3　储能技术

储能技术包括化学储能、电气储能、电化学储能、机械储能、热储能和生物储能等。在电力系统中常见的储能技术包括：

1）电池储能（Battery Energy Storage，BES）；
2）超导储能（Superconducting Magnetic Energy Storage，SMES）；
3）飞轮储能（Flywheel Energy Storage，FES）；
4）压缩空气储能（Compressed Air Energy Storage，CAES）；
5）超级电容器储能；
6）抽水蓄能；
7）热储能。

这些储能技术将在接下来的部分分别进行介绍。

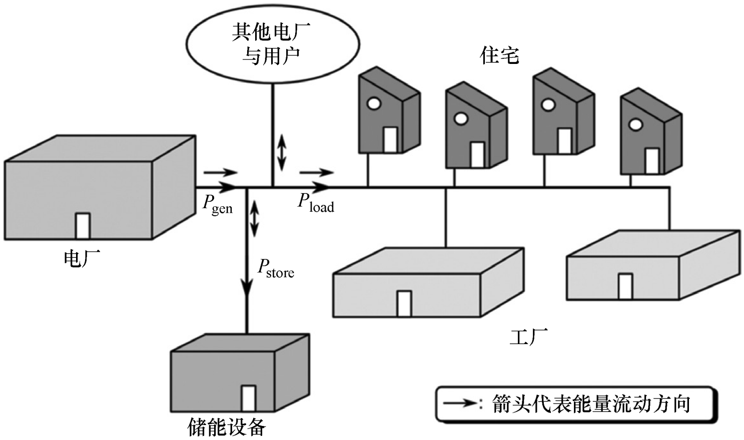
3. 2. 2. 3. 1　电池储能

电池储能可用于负荷均衡、削峰填谷和频率调节。现有的电池根据其化学结构不

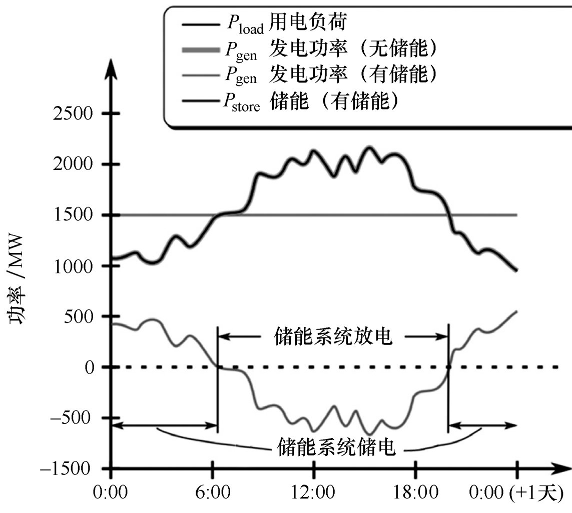
同可分为两种：一种是可快速充放电的电池，主要用于频率调整；另一种是慢速充放电的电池，主要用于负荷均衡及削峰填谷。

3.2.2.3.2　超导储能

超导储能指的是在直流超导线圈中以磁场方式存储能量。线圈被低温冷却在超导临界温度以下。超导储能装置通常包括双向 AC-DC 变流器、超导线圈和冷却系统 3 个部分。超导线圈以直流方式充放电。双向变流器用于在交流和直流之间的双向变换，用于线圈的充放电。目前由于超导体及其冷却系统价格较高，因此超导储能需要的投资大，主要用于降低系统的最大负荷。

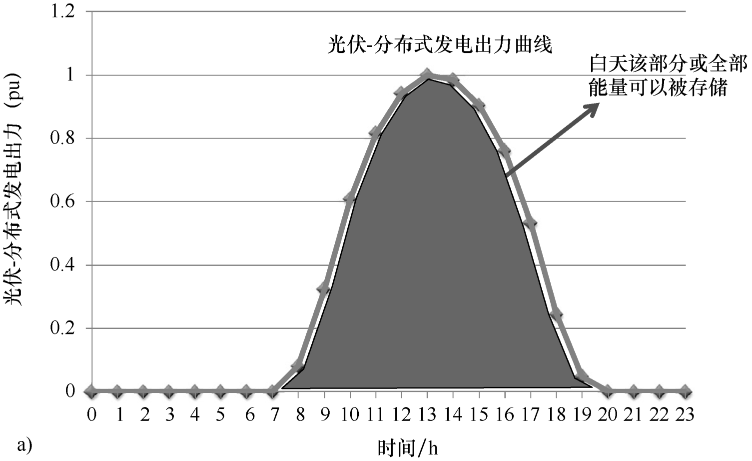


a)

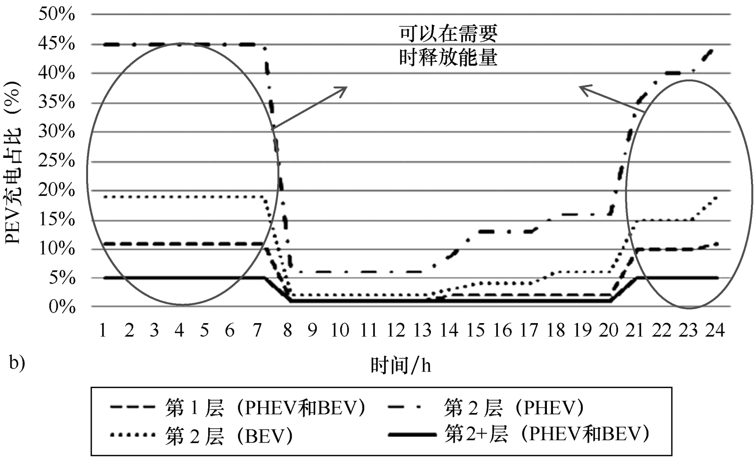


b)

图 3.9　储能系统的优点：a）电网功率；b）能量存储与释放周期（来自维基百科，电网能量存储，http：//en.wikipedia.org/wiki/Grid_energy_storage）



a)



b)

图 3.10　储能系统对光伏-分布式发电和 PEV 的影响：a）光伏-分布式发电储存能量；b）PHEV 和 BEV 释放能量（来自 Agüero，J. R.，Steady state impacts and benefits of solar photovoltaic distributed generation（PV-DG）on power distribution systems，CEATI 2010 Distribution Planning Workshop，Toronto，Canada，June 2010）

超导储能面临的最大挑战在于其体积大、机械应力强、超导线圈的制造与安装困难、磁场大及其对人身安全的影响等问题。

3.2.2.3.3　飞轮储能

飞轮储能指的是利用飞轮高速旋转存储能量。飞轮被加速并保持在一个高速状态，从而存储机械能。当系统需要能量时，飞轮降低旋转速度，释放能量。为减小飞轮旋转时产生的摩擦，应将飞轮转子安装在一个真空容器内，并将其连接在发电机上。飞轮储能不受温度的影响，其存储能量的大小非常容易计算，但是最主要的问题在于当飞轮超出其机械张力时会发生爆炸。

3.2.2.3.4 压缩空气储能

储能的最大特点是在系统未达到负荷峰值时存储多余的电能，而在最大负荷期间将存储能量释放，压缩空气储能就是其中的一种方式。压缩空气储能有隔热、非隔热和等温3种类型。隔热存储指保留压缩气体过程中产生的热能，并与压缩空气一同释放；非隔热存储一般用于压缩空气在异地使用，要损耗一部分热能，且在释放前需要重新加热；等温存储则利用热交换技术使压缩空气工作在同样的温度下，当然热交换器有一定的损耗。

目前大部分的压缩空气储能都不是直接利用压缩空气发电，而是将压缩空气导入简单循环的燃气轮机，以减少压缩过程中的布雷顿循环㊀（等压循环）。在这种情况下，压缩空气储能需要在负荷低谷时压缩混合气体，以增加负荷高峰时的燃气轮机出力。

3.2.2.3.5 超级电容器储能

超级电容器是一种直流形式的能源，需要通过双向AC-DC变流器接入电网。由于超级电容器具有快速充放电特性，因此常用于解决电压暂降和短时中断问题。

与电池不同，超级电容器存储的不是化学能，而是电场能。超级电容器有悬浮在电解液中的两个电极，也称为集电板。两个集电板之间安装有绝缘介质，以防止电极间放电。利用两个电极间的电势差，负离子将被吸引至正电极，而正离子将被吸引至负电极，从而产生电流。

与电池相比，超级电容器的优缺点都很明显。其缺点是能量密度低、控制与开关设备复杂、自放电高、需要额外的电压平衡装置和安全性低等；优点是使用寿命长、每个周期成本低、可逆性良好、充放电速率快、效率高和出力大等。

3.2.2.3.6 抽水蓄能

抽水蓄能是利用将下库的水抽至上库，保持水的势能以存储能量。负荷低谷期利用多余的发电量抽水，而在负荷高峰期，通过放水发电。抽水蓄能是目前存储容量最大的储能方式，常用于削峰填谷、频率控制和系统备用。当然，抽水蓄能的建设成本相当高。

3.2.2.3.7 热储能

热储能是利用容器在负荷低谷时存储热能，而在负荷高峰时将热能转化成电能的技术。利用热储能优化负荷曲线，节省发电量或延迟输配电系统的建设容量。储热技术通常使用的介质是冰熔盐。

目前研究的热储能技术是利用布雷顿循环或朗肯循环㊁，直接将存储的热能转化为电能[9]。集中式太阳能发电技术促进了热储能技术的发展，可以在白天进行储热而在

㊀ 也称焦耳循环或气体制冷机循环，它是以气体为工质的制冷循环，其工作过程包括等熵压缩、等压冷却、等熵膨胀及等压吸热4个过程，这与蒸汽压缩式制冷机的4个工作过程相近，两者的区别在于工质在布雷顿循环中不发生集态改变。来自互动百科。——译者注

㊁ 是最简单的蒸汽动力循环，由水泵、锅炉、汽轮机和冷凝器4个主要装置组成。来自互动百科。——译者注

夜晚发电。电热储能的转换效率较低，一般在 30% 以下。因此增加热储能的温度是研究的重点，现在热储能的温度已经超过了 500℃。同时，利用相变材料减小系统体积和增加储热池中的储热材料以提高热传导能力也是发展的方向。

3.2.3　电动汽车

3.2.3.1　智能电网下的市场调控与驱动

随着智能电网技术的发展和其可靠性、可持续性、安全性和经济性的提高，电动汽车主动参与电网的机会也随之而来。尽管目前交通的电气化程度还不高，因此与电力之间的相关性不大，但从长远看，交通所包含的大量能源将为电网提供一个提高自身运行管理水平的良好机会。

电气化交通（包括电气化铁路和电车）已经在电网上应用很长一段时间了。传统的电气化交通往往集中大规模运行，需要电网为电力机车提供连续的电力供应。当高密度存储技术被引入交通行业中后，电气化交通的概念出现了分水岭，开始向分布式、小容量电动汽车的形式发展。插电式电动汽车（PEV）是一种可以存储和使用电网电能的汽车。汽车制造商研制出多款插电式电动汽车。电动汽车（EV）是指汽车的能量来自于电池。所有的电动汽车都是“插电式电动汽车”，需要从电网中充电，如图 3.11 所示。

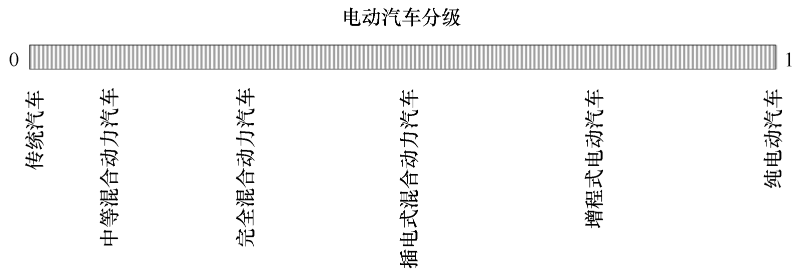


图 3.11　电动汽车的分级（http：//web. mit. edu/mitei/docs/reports/duvall-hybrid-electric. pdf）

混合动力汽车（Hybrid Electric Vehicle，HEV）结合了传统发动机与电池驱动电动机来为汽车提供能量。在最初的 HEV 中，所有的动力都来自于内燃机，电池只是在运行过程中提供有限的能量缓冲作用。这种类型的汽车不需要与电网互动。相反插电式混合动力汽车（PHEV）既可通过电网为电池充电，也可采用液体燃料来为汽车提供足够的动力[10]。插电式燃料电池汽车（Plug-in Fuel Cell Vehicle，PFCV）通过燃料电池和普通电池相结合来为汽车提供动力，需要从电网中充电。和 PHEV 一样，无论是燃料电池还是从电网充电，都可以为汽车提供足够的动力[11,12]。

与传统内燃机汽车和 HEV 相比，PEV 具有以下优点[10]：①减少了汽油的消耗；②减少了温室气体和污染排放；③降低了燃料的成本；④降低了整个生命周期的成本。

由于这些潜在的效益，PEV 发展非常迅速。大多数汽车制造商都开始 PEV 的研究和开发项目，三菱、通用、日产和部分制造商已经实现了量产。由于环境部门［如美国环境保护组织（EPA）、加州空气资源管理委员会等］的推动，PEV 技术有望实现快速增

长。随着投资的增加，将会推动相应的电力基础设施的建设，包括充电站和充电桩的建设等。充电站和充电桩可以是被动的，也可以是主动的，从而实现 PEV 接入电网。

接下来的部分将讨论 PEV 对电网的影响、智能电网技术在 PEV 接入电网时的应用、PEV 的接入为电网提供的机会等。

3.2.3.2 电动汽车技术

3.2.3.2.1 纯电动汽车

纯电动汽车（Battery Electric Vehicle，BEV）属于电动汽车的一种类型，使用可充电电池组存储电能，并利用直流或交流电动机提供动力。它本质上是一种 PEV，因为电池组必须通过接入电网的电动汽车充电装置（Electric Vehicle Supply Equipment，EVSE）进行充电。美国机动车工程师学会（Society of Automotive Engineers，SAE）给出了北美电动汽车电气接口的标准（J1772）[13]。标准中规定两个充电电压等级，等级 1：交流 120V，16A，单相；等级 2：208～240V，不超过 80A，单相。另外，还有一个电压等级 3（直流 300～600V，不超过 400A）正在探讨中。在制造电池组中有不同的技术，包括铅酸电池、锂电池、镍电池等。与传统汽车不同，电动汽车中的电池需要更大的容量、更快的充放电速度和更高的能量存储密度。由于 BEV 和传统汽车不同，它完全依靠电网充电才能运行，因此，不受控的大量 BEV 充电将会给配电网造成严重的影响。这种车辆的代表类型有日产的 Leaf、三菱的 MiEV 和特斯拉的 Roadster。BEV 的主要缺点在于单次充电后的续航里程较短（一般在 100～200mile），而传统汽车可以到 300mile[14]。

3.2.3.2.2 混合动力汽车

混合动力汽车（HEV）是指混合使用传统内燃机和电动机为汽车提供动力的电动汽车。HEV 使用不同的技术（如回馈制动，内燃机发电给电池充电或给电动机供电，以及大部分时间使用电动机而只在需要时使用内燃机等）以提高汽车的效率并降低排放。现已商业化的这类汽车包括丰田的 Prius 和本田的 Insight。HEV 不是 PEV，因为 HEV 可以不依靠电网充电而自主运行，因此这类汽车不会对电网产生影响。2011 年，HEV 占整个电动汽车市场的比重最大。2009～2010 年间，美国 HEV 的销售量超过了 250 000 台，如图 3.12 所示。

3.2.3.2.3 插电式混合动力汽车

与 HEV 类似，插电式混合动力汽车（Plug-in Hybrid Electric Vehicle，PHEV）也拥有内燃机和电动机，除此之外还含有一组大容量的蓄电池，可以由电网充电。PHEV 有两种基本配置形式[16]：

1）串联型 PHEV 或者增程式电动汽车（Extended Range Electric Vehicle，EREV）：只有电动汽车驱动车轮，内燃机只用于发电。串联型 PHEV 可以独立依靠电池供电，电池也需要充电。内燃机则可通过发电为电动机供电。简而言之，这类汽车不需要油路设计。

2）并联型 PHEV：内燃机和电动机均能为车轮提供动力，但电动机只在低速情况下运行。

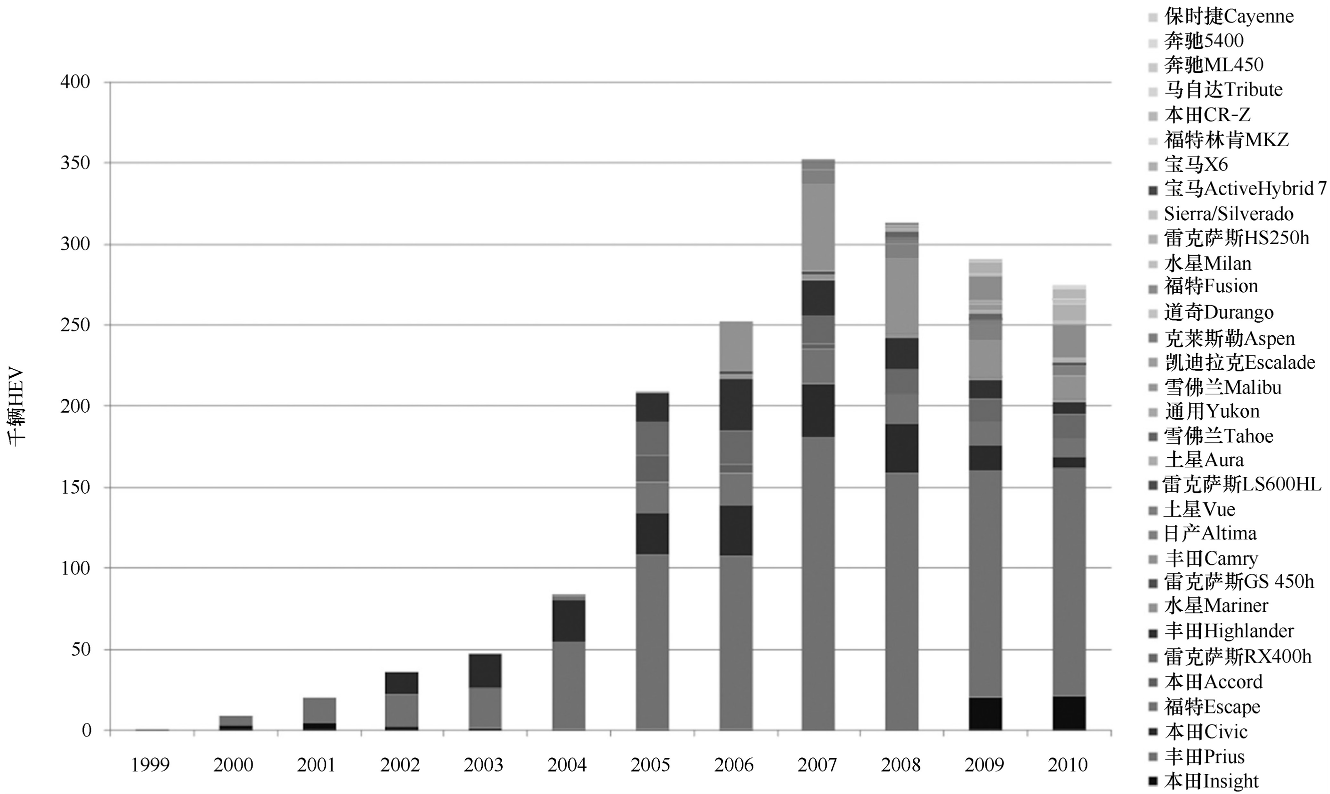


图 3.12　1999 ~2010 年美国 HEV 销售量[来自美国能源部替代燃料汽车(AFV)和混合动力汽车(HEV),
http://www.afdc.energy.gov/afdc/data/vehicles.html　afv-hev]

PHEV 与 BEV 相比的主要优点是续航里程更长。与传统汽车相比，可以降低燃料消耗和温室气体排放。然而，PHEV 的价格要比传统汽车更高。这类汽车的代表车型有雪佛兰的 Volt 和 Fisher Karma。

3.2.3.3　电动汽车对电网的影响

3.2.3.3.1　电动汽车支撑电网

第一代 PEV 将比传统汽车更加昂贵，初步估计其成本比传统汽车要高 10000 美元左右，因此关于电动汽车的研究主要关注如何利用电动汽车提供额外的增值，以抵消这一部分成本。研究表明，电动汽车平均每天不在使用状态的时间超过 90%[17]。因此，研究人员得出结论，PEV 具有给电网提供支撑的能力，但首先应能让电动汽车所有者从中获取一定的收益。这部分收入可以用于抵消电动汽车最初的投资，并有利于提高人们购买电动汽车的积极性。让电动汽车参与电网辅助调度市场，则可以将电动汽车的这种能力进行量化。到目前为止，PEV 的这种辅助调节能力最适用的场合是频率调整，能为电动汽车所有者提供最大的经济激励[18-20]。

电网与电动汽车之间主要通过两种模式进行功率交换：一种是电网给电动汽车充电（Grid to Vehicle，G2V）模式，电网通过充电端口给电动汽车提供电能。G2V 是给电动汽车电池充电的传统模式。另一种是电动汽车为电网提供能量（Vehicle to Grid，V2G）的模式。V2G 类似于分布式能源和常规电源，为电网运行人员提供了更为灵活的调度方式。

为了使 PEV 能够在辅助调度市场中获得更为广泛的应用，必须使两个参与方能够得到满足：电网运行人员和电动汽车所有者。系统运行人员需要有相应的标准规定其可用性和可靠性。电动汽车所有者需要让他们的投资得到足够的回报。

由于 PEV 不是静止的，而是可以随机驱动到任意地方⊖，因此与传统的调度技术相比，这种能源具有独特的可用性和可靠性。另外，与传统电源相比，单个电动汽车能够提供的能量非常有限，因此关于电动汽车并网参与调度的争议仍然存在。

电网运行与电动汽车提供支撑之间的关联有两种形式：一种是直接确定模式；另一种是集中模式。直接确定模式如图 3.13 所示。假设电网和 PEV 之间存在直接的联络通信线路，则每一辆 PEV 都可以被视作是一个确定的由电网调度的电源。在这种模式下，当电动汽车在充电站时，就可以参与报价并提供服务。当电动汽车离开了充电站时，将根据所提供的电量进行结算，交易结束。直接确定模式相对简单，但短期需要解决其可行性，长期则需要解决其度量等问题。

首先，近期面临的最大问题是信息结构无法满足本模式通信的要求。直接确定模式不能使用传统的控制信号，因为其是为现有的调度手段提供的。而电动汽车容量小，地域分散广，这些特点导致其无法纳入到现有的框架体系中，如在负荷高峰时，单个汽车的供电能力不足 1MW（1.8kW[11]，17kW[22]），无法像其他用户一样签订小时合同[23]。

⊖ 从电网的角度来看。——译者注

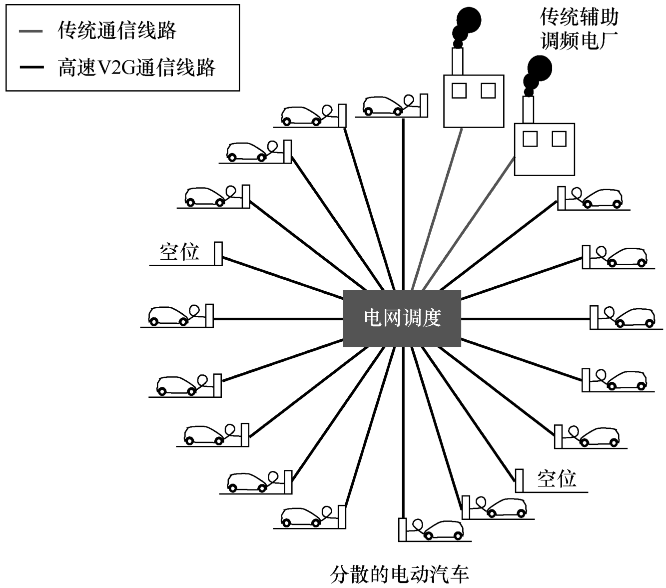


图 3. 13　直接确定模式的 V2G 网络架构（来自 Quinn，C. etal.，J. Power Sources，195（5），1500，2010）

从长期看，电网运行人员需要集中监视和控制所有 PEV 在电网运行中的贡献，而不是其通信和控制[24]。上百万辆汽车参与其中，电网运行人员需要实时更新交易状态、连接状态、供应电能、充电状态和确定功率需求量等。这些信息又需要反馈回系统中，以确定交易规模及价格，因此难以度量。

集中模式如图 3. 14 所示。在集中模式中，在电动汽车和电网之间安排了一个中间机构。中间机构从电网中得到需求信号，然后将这些能源需求分配到可以利用的不同电动汽车中。在集中模式下，中间机构可以在任何时刻参与电网报价，而单个的电动汽车则和中间机构发生交易关系。这样中间机构就可以根据目前能够掌握的电动汽车数量，像传统的合同管理机制一样参加报价。因此，集中模式可以解决直接确定模式中存在的前述两个问题。

首先，大规模分散的电动汽车将由中间机构进行管理，因此对电网而言，中间机构可以像传统能源供应商一样参加调度，提高了系统的可靠性。中间机构与电网之间的通信可以按照现有的模式进行，减少了额外的通信建设工作。

从长期来看，集中模式可让 PEV 更容易进入现有的调度模式和交易框架，因为电网运行人员只需要与中间机构沟通，而不需要与各个单独的电动汽车所有者进行沟通。中间机构与电动汽车之间的通信网络将会比电网直接沟通效率更高，且规模更小。由于中间机构数目和规模的扩展，将直接增大电动汽车的数量，因此集中模式也更具扩展性。由于许多配电网中都安装了高级计量系统，允许用户与电网之间的双向通信，因此就具备了构建中间机构的条件。

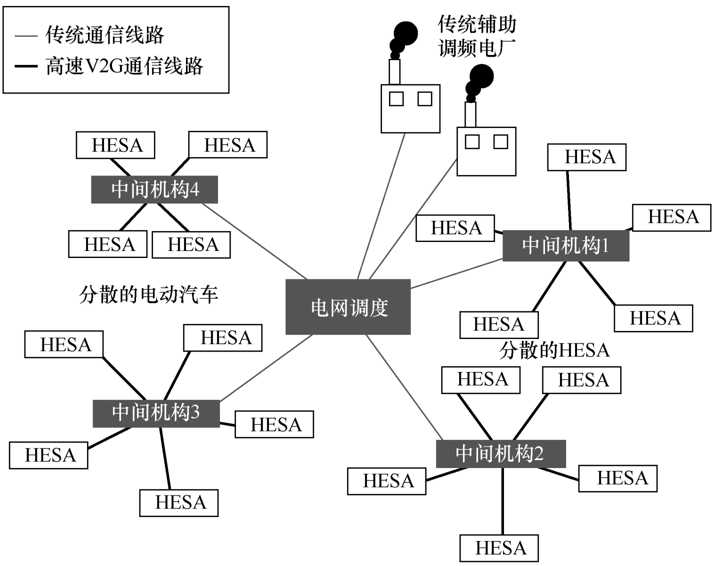


图 3.14 集中模式的 V2G 网络架构（来自 Quinn，C. etal.，J. power Sources，195（5），1500，2010）

从系统运行人员的角度看，集中模式代表更为有效和可扩展的模式。由于集中模式可以使 PEV 使用现有的市场模式、控制及指令，因此集中模式相对于直接确定模式是一种进步。中间机构可以通过控制 PEV 群，以实现供应电能的可靠性和可用性，从而减少了单个电动汽车充放电随机性给电网运行带来的影响。同时，也可以使中间机构像传统电厂一样，提供高可靠性的电能。由于电网为辅助支撑提供的支付在两种模式下是相同的，因此直接确定模式对于电网运行来说没有明显的优势。

从电动汽车所有者的角度看，直接确定模式却更加容易接受。虽然集中模式的初始投资只有直接确定模式的 40% 左右[21]，但是直接确定模式仍然被大部分电动汽车所有者接受。

两者之间的分歧是 PEV 接入电网参与调度必须解决的问题。不同角色的需求不同，造成集中模式更容易被大家接受。直接确定模式过于复杂且可靠性低，并且难以度量。如果集中模式下超过一半的收益可以由电动汽车所有者获得，则是可以接受的。只有在集中模式获得多方认可之后，才能为电动汽车参与电网互动提供可行方案。

3.2.3.3.2 电动汽车提供能源缓冲

美国的电网呈现日负荷周期变化规律。通常在大部分季节，晚上的负荷较轻，而在下午时段达到负荷高峰。调度部门安排发电计划以满足波动负荷的需要。不同类型的电源用于满足不同的需要。核电和大型火电厂用于满足不变的基荷，具有快速调节能力的电厂如水电厂和储能用于调频，满足实际负荷和预测负荷的波动需求。考虑如环境需要、排放限制、传输极限、市场调节、机组维护和非计划停电等多种约束后，调度部门通过各种电源的组合来满足负荷变化的需要。

就算在相对较低的市场渗透情况下，PEV 都会表现为一种新类型的负荷，需要系

统提供更多的电能。美国国家可再生能源实验室（NREL）的研究成果表明，当渗透率为 50% 时，系统最大负荷将提高 4.6%[25]。当汽车的充放电可以控制时，其他研究结果显示，如果美国 84% 的汽车是电动汽车，则将需要用尽目前所有的发电和输电容量来为其充电[26]。PEV 的电能需求是由其结构、环境和经济影响决定的。智能电网技术能够为 PEV 接入电网提供控制、激励和信息。但这些技术必须能够实现电网架构和电动汽车所有者经济预期相一致。

最简单有效的方法就是由电网公司控制 PEV 的充电时间。在这种情况下，电网公司不允许用户在负荷高峰期充电。通过填充夜晚时的负荷低谷，PEV 能够降低负荷的变化程度。这有利于提高电厂基荷的容量系数，降低排放量和发电成本，减少由于电动汽车造成的负荷增长。电网层面认为采用直接的控制方式是理想的，但从电动汽车用户的层面看，由电网控制充电时间是需要考虑的。对于纯电动汽车而言，充电是唯一的能量来源，如果限制充电时间，将会限制电动汽车的使用，降低用户的可接受程度。对于 PHEV 来说，当无法充电时，仍能使用传统能源，只是增加了车辆运行的成本。因此对用户而言，是接受电网的充电时间控制还是燃料成本的增加仍然在争论之中。

一种更容易接受的方式是利用智能电网技术，通过峰谷电价（Time-Of-Use，TOU）激励电动汽车调整使用时间并在负荷谷期充电，以控制电动汽车的能量需求。TOU 表征随时间变化的电价结构。智能电网技术（如高级计量、用户互动等）是执行 TOU 的基础。TOU 的设计是基于负荷高峰时（如白天）价格高，而负荷低谷时（如半夜）价格低的原理，从而激励用户合理用电。为电动汽车设计合理的 TOU 方式，鼓励电动汽车所有者在谷期充电，可以有效降低白天的负荷需求，这种方式对于 PHEV 同样有效。理论上，TOU 方式可以为电动汽车在晚上充电提供经济上的激励。实际上，因为纯电动汽车只有电能作为动力，所以 TOU 方式还可以为纯电动汽车所有者提供非高峰负荷时段充电的激励。当 TOU 应用于 PHEV 时，也可以采用谷期充电方式抵消因燃料上涨而带来的运营成本。因此该激励也是十分有效的。总之，结合 TOU 和其他方式，可以达到控制电动汽车带来的能量消耗的目的。因此不能说因电动汽车接入而导致最大负荷增加是不可避免的。

随着技术的发展，智能电网可以实现用户互动、惩罚性电价结构和价格激励。除此之外，智能电网还需要让用户理解他们对可持续发展及电网经济性的贡献作用。对用户进行科普教育，以及与用户进行实时信息交互，将成为控制电动汽车能量消耗的关键。

3.2.4　微网

微网是智能电网中谈及最多的技术。对微网概念的研究才刚刚开始，对于其规模和发展潜力还较难界定。Pike 研究中心（专注于智能能源中的新型能源技术的部门）试图估计微网的市场潜力。它估计微网的数量将从目前的 100 个发展到 2015 年的 2000 个，本地发电容量将从 2010 年的 422MW 发展到 2015 年的 3GW。接下来的章节将具体给出微网给电网和用户带来的影响、微网的机遇和挑战以及实现微网自动化的技术需求。

3.2.4.1 微网的定义

微网是分布式能源和负荷的整合，能够运行在并网方式和孤岛方式。微网的目的在于提供更可靠、安全和高效的供电。现有的技术通常应用于提高工业用户、商业建筑、军队和大学的供电系统的可靠性和效率上。而新一代的微网目前正成为集成本地分布式发电和负荷的新型电网，或输电系统难以送达电能的本地电网，这已经为电网公司所接受。微网将成为输电网建设或改造的强有力替代产品，并为电网保障供电的可靠性、稳定性、安全性和能源效率优化提供了新的机遇。

规模和选址是微网的重要指标。微网可以采用低压或中压构建，其主要特征定义如下：①为微网内部的重要负荷提供充足和连续的能量供给；②具有自身内部的控制和优化策略；③可以孤岛运行，并在最小供电中断情况下恢复与电网的连接；④通过灵活的控制，可提供为电网供应优化能源市场的服务；⑤可在多个电压等级下实现；⑥具有能量存储能力。

微网与其他电网元件存在区别，微网中不存在以下的情况：①商业建筑中的单一燃气轮机供电系统（仅属于分布式发电）；②未被协调控制的多种发电系统构成的网络；③负荷不能由电网或微网控制系统切除管理。

微网在孤岛下的自管理能力、自组织能力和运行策略的制定是最具智能电网特色的。

3.2.4.2 发展微网的驱动力

以下驱动力是推动微网快速发展的重要因素：

1）环境驱动：大部分国家都对分布式发电有一定的补贴，以推动可再生能源的应用。因此，微网成为一种新型高效的可再生能源的应用方式，与许多国家的发展目标一致（如欧盟的2020计划）。

2）用电的成本效益驱动：微网相对于建设一个完全覆盖某个区域的电网架构而言，在农村供电中，能够提供更为便宜和高效的电能。

3）可靠性驱动：对于经常由于供电不足导致停电或部分停电的区域来说，微网提供了一种无需建设大型电厂和输电线路的解决方式，因此也更能有效地为用户可靠供电。

4）安全性驱动：孤岛供电能力也是对非常敏感和重要用户（如军事基地、医院等）供电的重要指标，微网提供的孤岛供电能力有效提高了电网供电的灵活性。

5）效率驱动：分布式发电能有效降低长线路输送的有功损耗，目前的线损率为7%（发达国家）~25%（落后国家）。

6）可再生能源驱动：微网能够有力推动可再生能源的应用。众多国家都设定了节能减排的目标，而微网为可再生能源提供了更为便利的接入，是实现这一目标的重要手段。

7）储能技术驱动：储能技术是微网系统中的重要组成部分。储能市场到2015年将是现有规模的7倍，市值将达到25亿美元[28]。同时，电动汽车的发展也可以被视为电网的即插即用的储能能量，因此将对微网的研发有重要影响。

3.2.4.3　微网的收益

微网可以就地消纳可再生能源，其好处非常明显。除此之外，微网可以降低线损，提高系统的稳定性和安全性。从整体上说，还可以降低用户和电网的运行成本，实现用户和电网的双赢。具体的收益如图 3.15 所示。下面将分项具体叙述微网的收益。

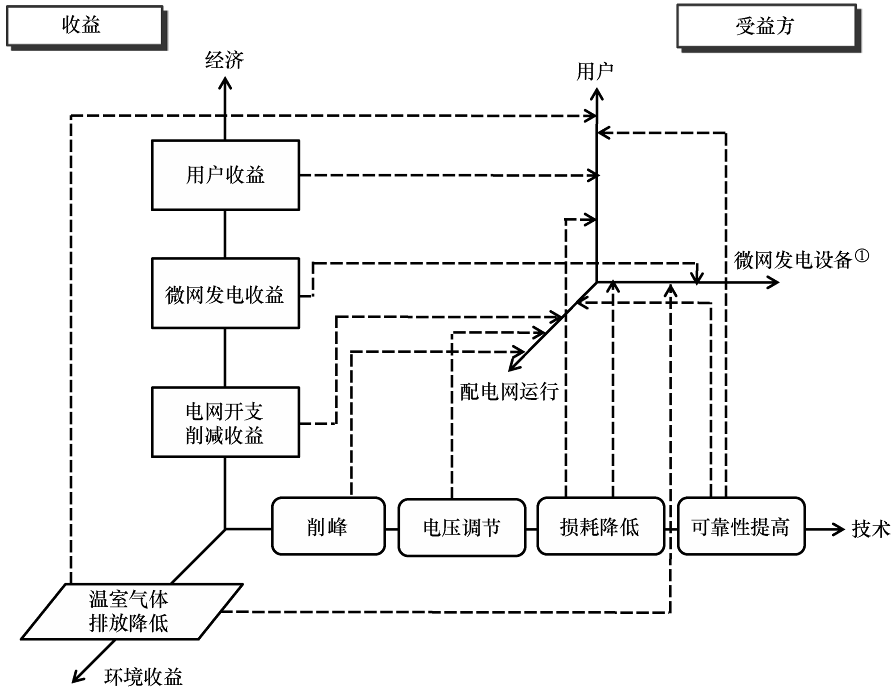


图 3.15　微网的收益（EU More Microgrids project highlights，December2009，www. microgrids. eu）

① 微网发电能力的拥有者既不是 DSO，也不是用户。

3.2.4.3.1　经济收益

1）用户收益：微网自动化系统可以包含相对复杂的电价机制。因此，动态定价软件可以计算实时电价，以使用户使用最廉价的电能成为可能，无论是从电网中获取还是从自身的发电中获取都能达到这一效果。

2）微发电收益：通过对可再生能源发电给予更高的上网电价优惠（如光伏、风电、小水电和生物质能发电等），许多国家都采用经济补贴以推动可再生能源的应用。

3）电网建设收益：对负荷中心区域或输电系统很难到达的地区，微网与输电成本相比更加便宜，而且电网的投资可以减少或推后。

4）减排收益：微网更多依靠就地的可再生能源，因此可以降低输电网损耗，也就相当于降低了发电的碳排放。

3.2.4.3.2　技术收益

1）削峰填谷：动态定价加上本地发电可以实现电网的削峰填谷，其削峰能力可达到 10%，填谷能力可以达到 15%。

2）可靠供电：由于本地自动化系统能力强大，微网可以有效提高电网的供电可靠性。

3）电压调节：可以从电网或者本地发电获得电能，为电压的分层调节提供了更高的灵活性。

4）损耗降低：本地发电能够降低长输电线的能量传送，从而可以降低线路损耗。

总之，微网收益是一个多目标、多方面的协调任务，通常与商业模式密切相关，但对各方面而言，微网都是一个共赢的选择。

3.2.4.4 微网的挑战与机遇

目前存在许多方面的因素可能会阻止微网的发展，这些问题可以分为技术问题和政策问题两个方面。

技术问题首先是确保负荷与发电之间的平衡。为了提高电网效率，安排分布式发电计划是非常重要的。这也就是说需要控制负荷的需求，知道什么时候应该使用本地发电，什么时候应该存储电能。电网需要预测发电量，并能在此基础上“智能”决策。微网需要非常精确的评估以得到多时间尺度上的最优策略，如一周、一天、15min 甚至是几秒钟。

其次，微网的保护也是一个重要的技术问题。当前已经开展了一些试点工作，以研究微网在运行模式切换时对电网的影响。但现有的研究还无法准确识别非计划停电情况，并无法得到非计划停电下的微网对电网影响的确切结论。微网的黑起动也是微网保护策略中的重要内容。黑起动是无外部电源时如何起动电站的问题。微网保护的最后一个方面是微网的双向潮流问题。如果由多个微网构成系统后，各微网之间可能会存在功率交换，因此会出现双向潮流。现有的大部分情况下，由于安全性和设备要求，是不允许潮流双向流动的。

第三个技术问题是微网的并网问题。微网的并网需要实时监测功率潮流，精确测量和计算关键的电气量（电压、功率和相角），无功电压分析、频率控制和谐波控制。现有的试点工作并未针对这些问题开展重点研究。但实际上，随着微网的复杂性和规模的增加，并网的难度也将增加，亟需解决其并网问题。

最后一个技术问题是微网的信息通信问题。设计一个数据管理系统，能够处理微网中产生的所有数据，同时保证没有冗余操作及其经济性，对于微网而言是非常重要的。

除此之外，微网内部还需要建立一个点对点的动态电力市场，以满足不同发电厂和用户之间的电能传输。这里包含有多种技术问题，而且需要在实际微网建立之前得以解决。

政策问题包括：谁负责运行微网？其具体责任是什么？微网是否能参与售电？向谁售电，其他用户、微网还是输电网？这些问题都需要微网试点工程加以解决。

3.2.4.5 微网试点工程

目前，已经运行的微网项目都属于试点工程。建立的微网一般容量不大，而且尚不考虑其投资的经济性。然而这些项目可以被视为验证大规模微网的商业模式和技术可行性走出的第一步。

世界上现有 3 个地区已经开展了微网项目的试点：欧洲、日本和北美。

欧洲：2006 ~ 2010 年间，欧洲资助了一个“更多微网”的研究项目（预算 850 万欧元）。部分资金来自欧盟，部分来自私人机构。项目在欧洲开展了 8 个微网的建设，分布在不同的地区。大部分微网是小规模、低电压的试点项目，以研究其技术问题。其中有两个项目在实验室中开展。而丹麦的博恩霍尔姆岛微网项目已经初具规模，其服务区域有 28000 户居民。岛上的电力来自本地的电源，电压等级包括低压和中压，发电形式有油、煤和风力。微网通过海底高压电缆与瑞典电网相连。在电缆出现事故后，微网孤岛运行了几个月时间。这是目前为止，全世界唯一一个中压微网。欧洲的下一步研究是开发更大规模的微网，以识别和解决规模相关性问题。在 2010 年，欧盟委员会开展了框架工作 7（2010-7. 1. 1-含分布式发电和用户参与的大规模智能配电系统示范工程）。其中两个重要的示范项目 Ecogrid 和 GRID4EU 在 2011 年底开始实施。GRID4EU 中的一个重要子项目是 NiceGrid，其目的是在法国的 Nice 地区开发大规模光伏发电的中压微网，从而达到微网建设规范。

日本：日本微网研究的主要机构是新能源和产业技术综合开发机构（NEDO）。从数量说，日本拥有世界上最多的微网。然而大部分微网的规模非常小，而且主要用于可再生能源的接入。由三菱汽车公司资助的研究项目已经推出多种微网定制产品（逆变器和管理系统）。

北美：北美目前关于微网的研究可能是最先进的。加拿大矿产与能源技术研究中心（CANMET）已经建成了多个微网示范项目，主要关注分布式能源的接入、编码和网络测量标准。

在美国，电力可靠性技术联合会（CERTS）和电力系统工程研究中心（PSERC）是两个主要的微网研究机构。通过政府的经济资助，智能电网的研究预算在 2009 年增加到了约 81 亿美元。10% ~15% 的预算（8 亿美元）将用于不同类型微网的研究项目。美国的研究主要集中于高校和军队的研究。Pike 研究机构的统计分析表明，美国目前的微网容量约为 455MW，其中 320MW 是校园微网。

其他：其他地区关于微网的研究并不突出。在亚洲和中东都开始了开展微网的研究。大部分微网项目都是在巨额补贴下开展的，如迪拜的马斯达尔智能城市项目。在中国，微网的研究也同样得到关注。

整体上说，微网项目还处于开始阶段，最大容量不超过 10MW。欧洲和亚洲开展的研究多数为社区微网，而美国则更多关注公共设施和校园项目。

案例 1：San Diego 气电微网项目

San Diego 气电微网项目由美国能源部（DOE）和加州能源委员会（CEC）共同资助，是美国最大规模的微网示范项目之一。该项目在沙漠城市博雷戈实施，包含配电网和用户的集成、供电可靠性的提高和多达 15% 的负荷消减。具体采用的技术有分布式发电技术、先进储能技术、建筑光伏技术和需求响应技术。项目得到了政府约 1000 万美元的资助，整个投资成本约为 3 年 1500 万美元。项目还包含先进的微网控制技术，可以实现电网分布式能源与用户需求响应的集成和优化。微网控制器同时会与其他电

网控制系统相协调，如配电网管理系统（DMS）、停电管理系统（OMS）和高级计量系统（AMI）等。这种类型的集成微网控制系统今后可能扩展成为配电网管理，以便于区域性配电网分布式能源的管理。

3.2.4.6 微网的类型

根据应用对象不同，微网类型包括公共团体微网（如医院、大学或军事基地）、商业/工业微网（如加工厂、农场、商场和写字楼）和社区微网（如多栋居民住宅或商业建筑）。社区微网目前规模非常小，但随着调控和经济管制的放开，将会取得长足的发展。

根据应用目的不同，微网可以分为以下几类：

蓝海⊖供电（Blue Ocean）：这种类型主要是针对没有与主网相连的区域供电。其主要驱动力来自于可以不用建设输电网就可以通过微网提供优质的电能。

缓解电网（Network Relief）：这种类型主要是针对主网供电已经饱和，由负荷过重造成的电压稳定性和高峰负荷突出的问题。微网可以增加电网的稳定性，并避免了主网大量的投资。

能源安全（Energy Security）：这种类型主要是针对所有重要战略部门，需要不间断高可靠地优质稳定供电。医院、军事设施、精炼厂等无法承受电网长时间的停电，因此通过微网保障其供电具有重要意义。

能源效率（Energy Efficiency）：这种类型主要针对环境压力下可再生能源应用的情况。在这种情况下，微网是唯一的解决方案，因为微网具有可孤岛运行的优点。这种应用包括校园微网、办公建筑微网和小型社区微网等。

根据应用技术的不同，微网可以按照电压等级、结构、组成元素、自动化及通信系统等不同的因素进行分类。图 3.16 给出了 4 种可能的类型。



图 3.16 微网的分类（US DOE/CEC Microgrids Research Assessment, Navigant Consulting Inc., May 2006）

⊖ 蓝海：经济学名词，常指未知的市场空间，与“红海”（已知的市场空间）相对应。——译者注

3.2.4.7　微网的架构

典型的微网架构包括物理系统、控制系统和接口系统。

3.2.4.7.1　物理系统

微网包含大量的标准元件。没有任何一个元件是单独为微网应用而设计的。实际上，微网中的元件与电网中的完全相同，只是应用条件不同。这些元件组合而成的物理系统加上先进的控制技术就可以实现微网的应用。微网物理系统的基础元件包括：

1）传感器：传感器作为主要的信息输入单元，是确定微网孤岛运行还是并网运行的关键。传感器相当于微网的眼睛和耳朵。

2）开关设备：智能开关设备是微网中的关键设备，是微网快速重构的基础。开关设备也是控制微网并网切换、负荷分区和分布式发电并网的元件。

3）电力电子设备：电力电子设备可实现 DC-AC 和 AC-DC 变换，也可实现分布式电源的电压变换。电力电子设备还是分布式电源和储能设备并网的基础。

4）储能设备：储能设备可以快速拉平负荷曲线，以抵御区外故障或分布式电源的随机波动。如电网停电，储能系统可以维持系统的供电，帮助发电机起动。因此储能设备的容量必须足够大。

5）同步发电设备：微网中的同步发电设备可以采用多种形式，常见的可以是柴油或天然气发电机。就算微网中可再生能源的容量足够，这些同步发电设备也是必需的，这样才能确保微网的持续不间断供电。

6）保护设备：无论微网中是否包含分布式电源，保护设备都是必需的。然而微网中的保护设备必须能够满足微网运行时的复杂性和特殊性。尤其是要考虑微网孤岛和并网两种状态下的保护，保证一定程度的故障检测和微网分区。保护控制设备必须与传统不同，以适用于微网。

7）测量设备：高级测量设备必须在微网电网和用户之间两侧安装，以保证电网运行状态和功率的实时监测。

3.2.4.7.2　控制系统

考虑图 3.16 中的 D 类微网（中压馈线微网），其自动化系统必须具有以下 3 种层次的功能：

1）元件级就地控制单元：如负荷单元控制器、储能单元控制器和发电单元控制器。这些就地控制器可以响应微网控制器发来的指令，并进行实时调节（如故障检测等），以保证不同元件的可靠性。继电保护和智能开关也是这一层级自动化的一部分。

2）微网级就地控制单元：提供微网内部所有元件的实时信息和控制功能的监测。其主要目的在于保证微网的可靠性和电能质量，也可以包含一些基本的就地优化功能，如发电优化或储能优化等。

3）微网级主站控制系统：提供整个微网的优化策略和调控。主站控制器系统可以定义所有负荷和发电系统的工作点，以根据电价和发电成本优化微网的效率，也可以在 DMS 中进行负荷和发电的预测及实时估计，还可以确定微网并网运行或脱网运行。微网与电力市场或服务市场的界面如图 3.17 所示。

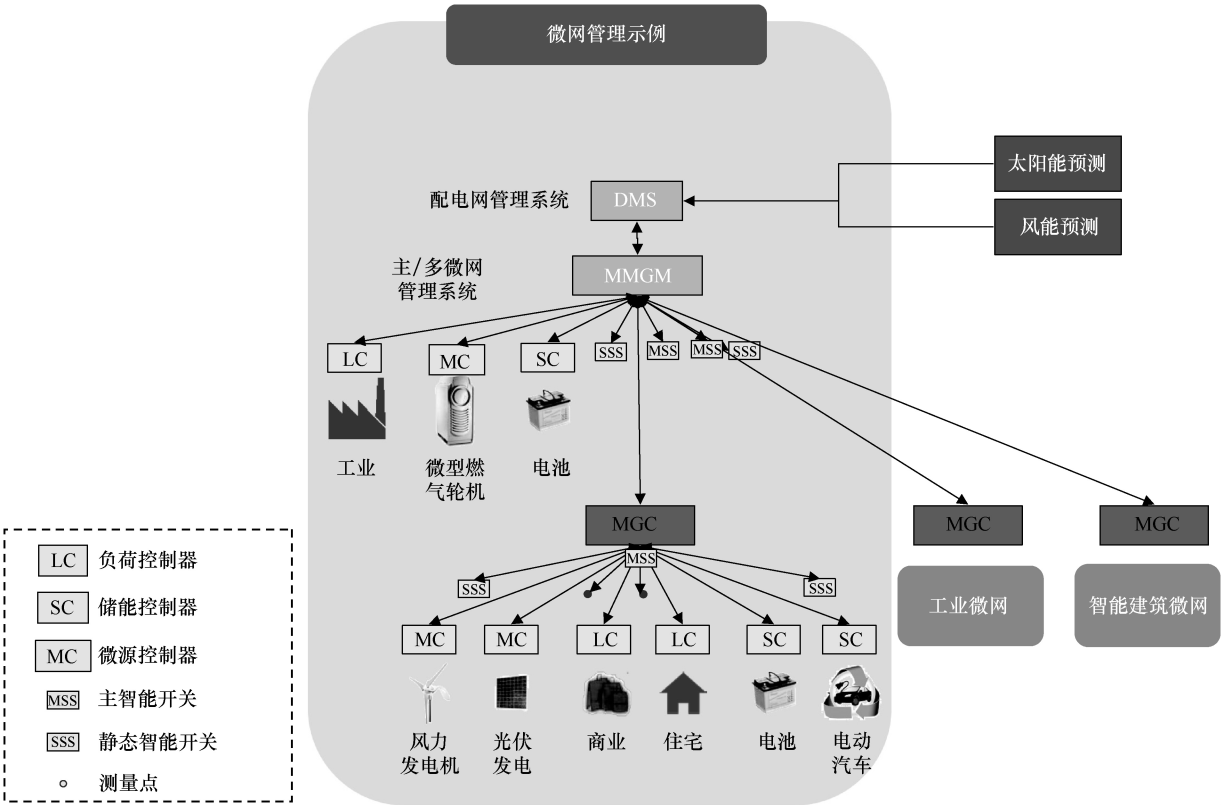


图 3.17　微网自动化系统的架构

3.2.4.7.3　微网与其他系统接口

微网控制器需要与其他系统进行信息交互，如电网可以给微网发布调度指令。微网虽然可以运行在孤岛方式，但其控制器还是必须了解外部电网所受压力并给予响应。因此微网控制器与 DMS/OMS 及 AMI 系统接口非常重要。

3.2.4.7.4　微网的通用功能

微网必须根据其容量和调节限制做出适当的控制调整，并在任何情况下，都必须满足以下功能：

1）管理与主网的交互（并网、脱网、市场交易和紧急控制等）。

2）无论并网还是脱网，都必须给用户提供可靠的电能。

3）优化微网的资产利用。

3.2.5　新能源接入的挑战、收益及方案

大规模分布式可再生能源将成为电网的重要组成部分。分布式能源数量的增长将导致电网中潮流流向的不确定，而配电系统中的保护设计无法满足配电网的这种变化。因此为了应对分布式能源的接入，对现有电网的技术和运行都提出了新的要求，需要利用智能电网技术以避免其对系统可靠性和安全性的影响。

分布式能源对配电系统的影响非常显著，主要原因在于规模、接入地点分散和配电网自身的特点。尽管分布式能源能够接入系统的任何地点（包括变电站、馈线、低压系统或用户直接接入等），但其接入地点对配电网的影响是最大的。接入电力系统的公共连接点（Point of Common Coupling，PCC）距离越远，系统强度越弱。短路电流大小、系统损耗、无功潮流、熔断器、潮流反向、孤岛和电压频率控制等都成为问题。

每一个分布式能源系统都包含以下几个主要部分：

1）原动机——代表一次能源，如今已经有非常多类型的一次能源，如循环发电、微型燃气轮机、风力发电机、光伏系统、燃料电池和储能技术等。

2）电力变换器——代表能量形式的转换。同步发电机、感应发电机、双馈异步发电机、逆变器和静止变流器等都属于这个类型。

3）变压器、开关、继电器和通信设备——这些是用于为分布式能源和配电网系统提供保护。

分布式能源的接入形式有以下几种：

1）逆变器接入系统——如电池组、燃料电池、光伏电池、微型燃气轮机和风力发电机等都属于这种类型。电池组、光伏和燃料电池产生直流电，通过双向 DC-AC 变换器接入电网。微型燃气轮机产生高频电，通过 AC-DC-AC 变换成工频电。

2）并联接入配电网系统——这种类型接入需要与系统同步，常用于削峰、紧急功率支撑、主力供电和热电联产等。

3.2.5.1　接入标准

大部分新能源接入标准采用 IEEE 1547 标准[28]。低电压接入通常采用 UL1741 标准。这些标准一般都是在 20 世纪 90 年代末制定，一般只考虑了渗透率较低的情况。IEEE 1547 标准从系统运行和安全的角度出发，主要给出了分布式电源接入的电压限

值、防孤岛措施、功率因数和无功等要求。

IEEE1547 标准同样从一些实际的角度出发给出了配电网馈线的设计、运行和安全的要求，包括无功功率注入、电压调节、电压穿越和对大范围逆变器接入下的电能质量问题等。目前，IEEE 标准还有几个工作组正在这些方面开展研究工作，并准备更新 IEEE1547 标准。

超过 10MW 的大型风力发电需要具备低电压穿越（Low Voltage Ride Through，LVRT）能力以增加系统的可靠性。新的电源接入必须满足 FERC 法案的要求。FERC 661 法案 RM05-4-0000 NOPR 给出了超过 20MW 风力发电和光伏发电接入电网的要求。这些提案同样被 LGIA 中的附录 G 采用[30]。FERC 要求可再生能源发电厂必须能够提供足够的动态电压支撑和无功补偿的能力，以满足提高电网供电可靠性的要求。这也就意味着风电场需安装全功率范围内的动态无功补偿装置。

目前，工业界也在倡议关注智能电网还需要解决的问题[31]。这些倡议主要由 EPRI 的 NIST 提出，其主要目的在于开发分布式能源的接入技术和通信技术。

一些光伏和储能系统并网一般都会采用 DNP3 和 IEC-61850 通信标准和协议。这样可以使分布式能源的并网更加安全也更加容易。

3.2.5.2　可再生能源接入的影响

研究和实际运行经验表明，当有其他发电机提供功率平衡、频率调节和负荷跟踪能力时，光伏和风电接入电网会更为容易。当某一区域内的间歇性能源的数量越大，叠加后的间歇性越小。

典型的输配电系统相关问题主要包括[32]：

1）光伏和风电的容量系数一般在 15% ~30% 之间。

2）如果没有储能，光伏和风电不具有调度能力。

3）超快速的功率变化（400 ~1000MW/min）。

4）现有的光伏逆变器不提供无功功率和无功电压支撑功能。

5）现有的光伏逆变器不具备 LVRT 能力。

6）大部分光伏电站不满足 FREC-大型发电并网规程（Large Generator Interconnection Procedure，LGIP）的要求。

7）IEEE-1547 标准在低电压穿越和脱网要求中给出了相互矛盾的结果。

8）配电网的无功功率管理与协调并未考虑光伏和风电。

9）电能质量问题，如电压波动、暂态过电压、闪变和谐波等问题可能会超出 IEEE-519 标准的要求。

10）与现有的无功补偿装置间欠缺协调。

高渗透率（大于 20%）的间歇性能源接入后会对电网在以下方面产生影响：

1）有功潮流和无功功率控制：并网的线路不能过载。因此电网中产生的无功功率应能就地补偿，以避免在线路上的传递。由于光伏和风电的变动，且其速率可能大于 1MW/s，因此需要无功补偿具有快速响应的能力。

2）短路电流：由于增加了额外的电源，短路电流的大小需要重新计算。而通常光

伏逆变器不会提供短路电流。

3）暂态稳定：系统故障、负荷突变和云层效应都会对系统的稳定性及电能质量产生影响。电压和功角稳定问题都不容忽视。在大部分情况下，包括 SVC 和 STATCOM 类型的快速无功补偿装置能够提高系统的暂态稳定性和电能质量。而对于大型光伏电站则可以采用储能装置来缓冲云层效应对其功率输出的影响。

4）电磁暂态：需要掌握各种设备的快速开关暂态特性，如电容器组及其控制与保护、变流器、直流连接线路等。由于光伏出力的波动，这些设备的开关动作次数可能会增加。

5）保护与脱网：潜在的脱网运行模式和功率反向都会给现有保护原理、配置和定值整定造成影响。大规模光伏在某些时段会造成功率反送，保护电路需要能够在这种情况下也能保护馈线。

6）功率平滑与能量平衡：由于风能和太阳能的不可控及波动性，其出力波动必须有非常快速的平衡手段加以平滑。可以采用天然气发电、水力发电或其他形式的能源如快速储能等加以平衡，以提高系统的可靠性和效率。这些投资、运行、维护和起停成本都必须加以考虑。

7）电能质量：波动的出力将导致电网中众多电能质量问题。如电压波动可能导致电压的变化超出调节的范围，或者电压闪变超标等。

8）其他分布式能源设备：众多分布式能源技术接入配电网，如 PEV、CHP 和分布式储能等。各设备之间的协调是决定其对配电网影响的关键。

3.2.5.2.1　间歇性

在大部分城市，光伏发电大部分都采用平板式光伏电池，其功率出力可能瞬间全部消失。包括居民和商业用途的光伏发电渗透率为每条馈线 4～8MW。部分光伏阵列被云层遮挡，光伏出力将大幅波动，从而给配电网带来巨大影响[32]。

在多云或雾天，馈线上能测得很大的功率波动，并给电压质量、保护和有功无功协调带来很多问题。应对云层效应和晨雾需要快速的功率调节功能。另外，大部分的光伏发电设备计划安装在配电网馈线上，将造成电压的波动甚至闪变。无功和电压调整是一个高渗透率下的常见问题。

馈线自动化和智能电网通信技术是解决间歇性问题的关键。

3.2.5.2.2　短路水平

短路电流水平与馈线的长度与阻抗相关。额外的分布式能源将影响到短路电流水平，从而也会影响到保护定值的设定。其中一个表征量是分布式能源额定输出电流和公共连接点短路电流的比值。对于接入馈线的分布式能源，这个比值≥1% 时，分布式能源对电压调节、电能质量和电压闪变的影响显著；对于接入二次侧或低压侧的分布式能源，这个比值＜1% 时，则主要对二次电压造成影响。

3.2.5.2.3　分布式能源接入变电站

变电站是配电系统强度最大的地点。变电站电压等级包括 12～34.5kV，变电容量一般为 12～20MVA。将分布式能源接入变电站，有利于抑制其对配电网的影响，但是需要对变电站的控制和保护策略进行相应的调整。但是，当分布式能源的容量达到变

电容量的15% ~20%时，也会带来电压调整、设备选型和故障水平及继电保护方面的问题。当分布式能源的容量接近变电站容量时，将给有载调压变压器的电压调整带来问题。此时有载调压变压器的电流传感器无法测量出变电站电流和分布式能源所提供电流的差别，可能认为变电站负载较轻，不需要抬升电压，因此造成线路末端电压偏低。如果分布式能源的容量大于变电站容量，则将会向输电系统反送功率，将造成更多的保护和控制问题。

3.2.5.2.4 分布式能源接入馈线

配电网系统的馈线阻抗较大，因此分布式能源接入馈线时对电网的影响将大于接入变电站所造成的影响。大部分配电网是按照从变压器到用户的单向潮流设计的。分布式能源接入馈线将可能出现反向潮流，因此需要额外的保护和控制装置。通常，当分布式能源造成的故障水平变化超过5%时，所有保护装置就必须考虑其影响。分布式能源对系统影响的决定性因素在于配电网系统的强度。距离强电源越近，系统的强度越大。

以下几个指标可以用于预计分布式能源的影响：

$$\text{主要刚性指标}=\frac{\text{公共接入点的短路容量}}{\text{分布式能源的功率输出}}$$

$$\text{次要刚性指标}=\frac{\text{系统的短路电流}}{\text{分布式能源的短路电流}}$$

一般刚性指标大于100时，分布式能源对系统的影响可以忽略。除此之外，IEEE P1547-D8还给出了一个刚性指标：

$$\text{刚性指标}=\frac{\text{包括分布式能源的系统短路电流}}{\text{分布式能源自身的短路电流}}$$

这个指标可以用于估计分布式能源在系统故障时的影响。

3.2.5.2.5 系统损耗与无功潮流

降低系统损耗是目前电网公司的一项主要工作。如果分布式能源的容量和位置合适，是可以用来降低系统损耗的。为获得最大降损效果，分布式能源最好能够安装在全线负荷一半的地方。这样的话，从电源到负荷的功率传输距离最短，产生的损耗最小。如果分布式能源的容量过大，将会增加线路损耗。

3.2.5.2.6 设备载荷、维护与生命周期

从分布式发电的低渗透率到中等渗透率（无论是传统的或者是间歇性的）都可以降低设备的负载率。但过高的渗透率则可能导致功率方向反转，反而增大设备的负载率，导致设备过载。同样，由于间歇性分布式发电与电压控制设备（如有载调压变压器、线路电压调整器和电压控制电容器组等）间存在相互作用，则可能导致这些设备的开关频繁动作，从而增加了设备的维护工作量，严重时将会影响到设备的使用寿命。智能电网技术在这方面发挥了重要的作用。通过连续监测设备及其控制系统的状态，可以提高设备的可靠性。通过相量测量装置（PMU）和分布式储能装置可以避免设备运行在过载状态。同样，分布式储能装置和智能动态电压无功控制补偿设备［如逆变器和柔性交流配电系统（FACDS）］相配合可以减少间歇性分布式发电对电压控制设备的影响。

3.2.5.2.7　对保护系统的影响

在配电网层面受分布式发电接入影响最大的就是保护系统，因为传统的配电网保护都是按照辐射型拓扑结构设计的。而分布式发电接入后，可能会导致馈线和变电站内的潮流反向，而配电网目前还无法应对这样的情况。

熔断器是配电网中长期使用的一种保护设备。而配电网中的保护配合通常有三个方式：熔断器保护和非熔断器保护，或者两者结合。熔断器保护是在故障电流大时使用。非熔断器保护是在故障电流不大时使用，通过上游的断路器动作切除故障，一旦故障消失，则触发重合操作。断路器的动作必须要快速，需要在熔断器熔断及损坏之前动作。出于故障的安全性考虑，这种配合有时无法正确动作。分布式能源增加了故障电流的大小，导致非熔断器动作方式更为复杂。除此之外，分布式能源产生的故障电流有可能经过熔断器，而不经过断路器。而且分布式能源还会产生熔断器之间的协调问题。选择合适的熔断器容量、保护定值和分布式能源脱网定值设定可以解决这个问题。

对保护影响的另一个方面体现在保护动作判据的修改，如重合器和过载保护等，尤其对于大容量分布式发电装置，问题更为突出。在非计划孤岛运行状态下，还有可能会因为变压器的配置不同而造成过电压。这些情况在并网变压器中压侧是三角形联结时更为突出。

配电网保护装置中的一个重要器件是过电流继电器。这种继电器有瞬时动作和时延动作两种，根据故障电流的大小进行判断。在 34.5kV 的长配电线路上，有时会采用距离继电器作为过电流继电器，因为较难区分大的负载电流与小的故障电流。但是一般所有的继电器都是为单向潮流设计的，因此潮流反向时会造成保护装置的误动作。

智能电网技术在缓解分布式发电装置的接入对配电网的影响起着重要作用。例如，采用自适应保护可以允许保护装置的定值根据不同的运行方式进行自适应调整，可以识别是负载电流还是分布式电源输出电流。最重要的是可以识别配电网系统保护的不同需求，因此对于高渗透率的分布式发电和大规模的 PEV 接入及其他新型负荷类型的增加都可以适用。由于智能配电网系统运行方式复杂性的增加，需要对传统的保护装置进行更换，尤其是熔断器。从继电保护的观点看，未来的配电网可能会与输电网一样，需要更为复杂的保护装置。

3.2.5.2.8　主动孤岛与被动孤岛

孤岛运行方式发生在保护装置动作时，部分电网与主网分离，而安装的分布式能源将会继续为孤岛部分供电。由于以下的原因，孤岛方式较为危险：①分布式能源的容量可能无法满足系统运行参数（如电压和频率）的需要，从而导致用户用电设备损坏；②孤岛与主网不同步运行，从而无法直接重新并网；③电网的工作人员的人身安全将会受到分布式能源的影响；④接地方式选择不当将可能导致孤岛运行方式下出现严重的过电压。

一般具有自起动功能的分布式能源可以在孤岛方式下运行，而不具有这种功能的则只有在条件满足的情况下才能在孤岛方式下运行。

一般有两种孤岛技术：频率调整和电压调整。在正常运行情况下，频率和电压都

在一定范围内波动。频率的变化范围一般在0.5~1.0Hz（60Hz）。电压波动的范围是（120±6）V。因此，具有频率、欠电压和过电压保护，就可以解决孤岛问题。一般而言，保护可以快速动作的原因是因为分布式能源往往无法满足整个区域的负荷需求，从而孤岛时会导致频率和电压变化快，容易检测。

另一个问题是故障后的并网。当故障发生在分布式能源接入的馈线上时，断路器跳开，并起动三次重合时序。IEEE-1547 标准指出分布式能源必须在重合动作之前切除。出于安全的考虑，不建议在故障切除后马上将分布式能源接入，而应在电压和频率恢复到一定限值范围内时再将分布式能源并网。

然后，当孤岛中分布式能源与负荷相匹配时，则可以通过电压和频率偏移技术来检测孤岛，这些保护能够在出现孤岛后马上动作。

3.2.5.2.9　电压调整与控制

目前的配电网只能处理单向潮流，即从变电站到用户。在这种情况下，变电站的电压最高，而线路末端的电压最低。当有分布式能源接入时，情况会变得不同。根据分布式能源的容量和接入地点不同，有可能出现末端电压大于变电站母线电压的情况。

配电网电压调整遵照 ANSI C84.1 标准。额定电压为120V，电压变化范围为±5%，即114~126V，因此必须有足够手段和设备以保证电压在这个限值范围内。根据 IEEE-1547 标准，分布式能源不需要主动参与公共连接点的电压调整。但分布式能源也不能造成电压超过 ANSI C84.1 标准要求。

配电网中的分布式能源导致对配电网电压调节和继电保护的要求增高。配电网中电压是通过电压调节器和电容器来控制的。电压降落与线路的型号、截面积、长度、负载大小及功率因数相关。分布式能源对配电网馈线电压的影响有以下两个方面：①如果分布式能源向电网注入有功功率，则线路上的电流被降低，从而电压降也相应降低；②如果分布式能源提供或吸收电网的无功功率，将影响整个馈线的电压降：提供无功功率，电压降将减小；吸收无功功率，电压降将增加。

分布式能源接入配电网将带来以下电压问题：

1）电压过低：许多馈线采用有载调压变压器作为电压调节器（Voltage Regulator，VR）。如果分布式能源配置在电压调节器的下游，则将满足下游的大部分负荷需求，故电压调节器会被设置为低电压，从而导致电压下降。如果分布式能源无法提供足够的无功功率，则电压过低将会持续。

2）电压过高：如果配电系统接近于电压上限126V，并有分布式能源注入有功和无功功率，则会导致电压超过上限。同时，分布式能源可以设置为过电压状态，即超过电压上限值不会被切除。为解决这个问题，需要减少分布式能源出力或者其过电压设置值。

3）电压不平衡：小容量分布式能源会单相接入，因此只对其接入相注入有功功率，将导致三相电压不平衡。就算电压幅值满足 ANSI C84.1 标准的要求，三相不平衡仍然存在。为解决这个问题，可以将分布式能源接入负荷最重的相，而将单相的负荷平均接入到其他两相中。

4）过度操作：分布式能源出力是不可预测的和间歇性的，其出力变化快速，从而

导致电压调节设备过度操作，而这些设备一般都设置有单日操作上限。为解决这个问题，可以改变电压调节设备的时延设置，以与分布式能源相匹配。

5）潮流反向时的不正确调整：如果馈线上安装有有载调压变压器作为电压调节器，而分布式能源安装在电压调节器的下游，则当分布式能源足够大时，将造成功率反送。电压调节器检测到功率反向，则会认为电源比变电站强度更大，从而试图提高抽头档位。抽头档位的变化与实际需要刚好相反。为解决这个问题，有载调压变压器必须在反向潮流时配置不同的模式。

6）运行方式变换时的不正确调整：当一条馈线向另一条馈线转供负荷时，上述由分布式能源带来的电压问题将变得更为复杂。

3.2.5.2.10　频率控制

相对于大容量同步发电机组而言，小容量分布式能源自身无法实现频率控制。但大容量（MW 级）分布式能源则可以根据其安装地点和容量参与频率控制，如大容量的分布式储能装置和分布式发电装置。智能电网技术可以通过“虚拟电厂”的概念实现更大范围内的频率控制，包括协调优化调度、大量分布式能源的协调调度等。同样，微网中也需要分布式能源参与频率控制，包含单纯分布式发电方式、间歇性分布式发电和分布式储能相结合方式以及单纯的分布式储能方式。

3.2.5.2.11　调度与控制

IEEE-1547 标准指出：对大于 250kVA 的单个分布式能源设备，或总计超过 250kVA 的多个分布式能源设备而言，必须提供其接入状态、有功无功出力和接入点电压的监测。监测分布式能源的功率交换及控制信息可以使电网运行的兼容性提高。通过标准的通信协议和数据定义可实现这种兼容性。除此之外，这还降低了数据转换、人工配置及定制设备的成本。提供分布式发电服务的机构可以作为一个能源供应商参与负荷调控、节能、旋转备用、电压调整和无功支撑等一系列调度工作，并可根据发电计划进行调整、制定维修计划等。

3.2.5.2.12　电能质量

分布式能源接入的一个非常重要的影响就是电能质量问题，包括电压升高、电压波动、闪变、不平衡、暂降/暂升和谐波等。所有这些都会影响到整个配电网的电能质量。电压升高和波动是由分布式能源接入所必然造成的，其决定性因素在于接入点的强度和分布式能源出力的大小。另外，由于云层效应带来的极端间歇性，可能会造成电压的快速波动，从而导致电压闪变超标。电压不平衡是由单相分布式能源接入造成的。电压暂降/暂升会导致故障电流增大，并可能导致分布式能源突然脱网或并网。谐波是由分布式能源的电力电子接口造成的。这里尤其要注意的是，单个逆变器可能能够满足标准要求，但众多逆变器相互作用之后则可能造成馈线总谐波失真水平严重超标。如前所述，智能电网技术和分布式能源的智能控制技术将能有效解决由间歇性造成的电压升高、电压波动和闪变等问题。而其他如电压暂降/暂升问题带来的故障电流可以由超导限流器解决。最好能够在规划阶段充分考虑分布式发电的渗透率、安装地点的电网强度，从而解决电压不平衡和谐波问题。另外，还可以采用一些更为复杂的

解决手段，如协调调度等。

3.2.5.3 电动汽车接入的影响

PEV在交通行业的许多方面都有广阔的发展空间。它可以促进交通行业的发展，现有的交通方式也将会向应用电动汽车的方向转变。如果没有合适的监管，这种变革将会大大增加对电力的需求。因此，要想实现交通行业的进步，必须首先解决现有电网存在的问题，交通行业的变革和电力行业的变革必须同时进行，两者相辅相成。

PEV的充电是电气化交通与电网间最重要的交互行为。在这方面，智能电网技术可以同时解决两方面的问题。电动汽车充电可以分为两种主要类型："智能"充电和不受限制的充电。不受限制的充电是最简单的方式，电动汽车所有者可以不受限制地随时随地充电[33]。而受限制的充电主要反应在充电策略上。根据电力供应商和电动汽车所有者相互协商，确定双方都可接受的充电方式，以限制电动汽车充电，并获得最大的经济效益。第一代PEV一般是不受限制的充电。由于目前电动汽车所占比重较低，因此对电网的影响还较小[34,35]。但大部分研究表明，随着PEV占有量的提高，不受限制的充电方式必须向受限充电方式或智能充电方式转变，以抑制最大用电负荷的快速增长[33,36]。研究成果同样表明，智能充电方式能够在不增加现有发电和输电容量的基础上，满足50%的传统汽车更换为电动汽车的负荷需求。更大的电动汽车占有率将意味着电力行业能够更加有效地进行电网调度，以获得更为平滑的负荷曲线、更优的资产利用率和更低的运行成本[33,36]。

电力行业同样关注居民变压器和其他电网负荷的增长情况。当接纳类似于丰田公司普锐斯的混合动力汽车时，电网将会发现这类负荷并未在整个地区平均分布，而是高度集中在某一个特定的区域。因此PEV的接入会遵循一个相似的模式[37]。

随着居民负荷的增长，将出现一个非常突出的问题，即大部分变压器都已经接近满载容量，而难以满足负荷进一步增长的需要。另外，尽管PEV的智能充电模式可以帮助降低最大负荷，但是变压器，尤其是居民用户变压器，仍然可能在一整天内工作在满载状态。高强度的使用会降低设备的停运和冷却时间，减少设备的使用寿命[38]。同样，这些设备压力将会降低配电网的可靠性，因此需要改进配电网系统的运行维护策略。

目前比较流行的做法是：

1）经济激励（分时电价、峰谷电价和实时电价）——不同时段充电的费用将会不同，以激励用户改变其充电行为模式。

2）直接激励（延迟充电、需求响应）——利用智能充电芯片或智能需求响应程序优化用户的充电行为。

3）信息激励（家居网络、智能电表）——给用户提供足够的信息，帮助用户决策自身的充电方式[33,35,39,40]。

由于能源结构的变化，有些充电策略会明显优于其他的策略。所有的智能充电策略都需要PEV、所有者和电网及调度人员之间的相互通信。对于上述直接激励和经济激励方式，电动汽车所有者必须能够收到电网提供的电价信息[36]。更加先进的充电策略，尤

其是市场导向或者双向潮流策略，需要可靠的电动汽车与电网之间的双向通信[20,36]。双向通信可以使电网了解电动汽车的充电状态（State Of Charge，SOC），以预测充电负荷的大小，实现填谷算法，调整 PEV 参与 V2G 的频率控制。研究表明通信可以由现有的 PowerLine、HomePlug™及 ZigBee™或充电桩的移动通信实现[40]。

对于所有的智能充电模式，其充电架构和策略都要受到电网的限制。实现智能充电目前最大的障碍在于系统间的通信系统。在这方面最简单的办法就是实行分时电价。分时电价可以激励电动汽车所有者根据价格计划选择充电方式。这种方式只需要安装能够实时监测能量计算电费的电表。但是分时价格对于改变大部分用户的充电习惯要有足够的吸引力。更加复杂的充电策略是利用实时的单向通信实现。电动汽车可以在实时电价下降到一定的范围后开始充电。而许多充电策略则需要双向通信（如 V2G）。对于大量的 PEV 而言，实时的数据传输是十分困难的[19]。

为帮助充电设备的建设，人们制定了 SAE J1772 标准。该标准要求电动汽车必须在单相 120V 或 240V 接入，并需要具备通信功能。充电设备可以是独立的，也可以是集成在电力电子装置或电动机上。为使 PEV 具有 V2G 功能，电动汽车上必须安装有电力电子装置，无论是逆变器或者是整流器[39]。可以为电动汽车提供不同的充电水平。目前 1 级充电（110V，5A）是最常用的。2 级和 3 级充电主要是增加额定功率，以实现快速充电。但 2 级和 3 级充电设备的安装过程是一个耗时耗钱的过程，对于单独的居民用户是不适用的[41,42]（见表 3.5）。

表 3.5　SAE 充电标准和评级条件

AC		DC	
AC 1	车载充电机 PEV 120V，1.4kW@12A 120V，1.4kW@12A 估计充电时间： PHEV：7h（SOC*-0%～100%） BEV：17h（SOC-20%～100%）	DC1	非车载充电机 EVSE DC200～450V，最大 36kW（80A） 20kW 估计充电时间： PHEV：22min（SOC*-0%～80%） BEV：1.2h（SOC-20%-100%）
AC 2	车载充电机 PEV 240V，最大 19.2kW（80A） 3.3kW 估计充电时间： PHEV：3h（SOC①-0%～100%） BEV：7h（SOC-20%～100%） 7kW 估计充电时间： PHEV：1.5h（SOC*-0%～100%） BEV：3.5h（SOC-20%～100%） 20kW 估计充电时间： PHEV：22min（SOC*-0%～100%） BEV：1.2h（SOC-20%～100%）	DC2	非车载充电机 EVSE DC200～450V，最大 90kW（200A） 45kW 估计充电时间： PHEV：10min（SOC*-0%～80%） BEV：20min（SOC-20%～80%）
AC 3① （TBD）	>20kW，单相或三相	DC3① （TBD）	非车载充电机 EVSE DC200～600V，最大 240kW(400A) 45kW 估计充电时间： BEV：<10min（SOC-0%～80%）

注：1. 源自 http://www.sae.org/smartgrid/chargingspeeds.pdf。
2. SOC：充电状态；EVSE：电动汽车充电设备。
① 非最终定义。

目前非常明确的是：要想让 PEV 有长足的发展，必须建立相应的智能充电设备。智能电网技术提供了不同的充电策略，以满足不同电动汽车用户的需要，也可以平衡电动汽车充电需求与电网现有资源。PEV 的智能充电策略还需要大量的电网建设和通信系统建设投资，从而增加了电力行业的负担。

3.2.5.3.1 设备载荷、维护与生命周期

电动汽车将增大配电网设备的负荷率，尤其是对于配电网的馈线和变压器。需要注意的是，充电方式、充电策略（可控或不可控）、电动汽车市场占有率和配电网设备特性（现有负荷大小、电压水平和负荷曲线等）都决定这一影响的大小。为确定电动汽车充电对电网的影响，有必要开展充电方式和市场渗透率方面的基础性研究。1 级和 2 级充电方式对日负荷曲线的影响如图 3.18 所示。市场渗透率则表示不同时段该区域内充电电动汽车的数量。研究表明，民用电动汽车充电一般发生在用户回家后的下午后段和晚上早段。但不幸的是，这个时间段也正是负荷需求的高峰段，对增大配电变压器和线路的负荷有直接的影响。

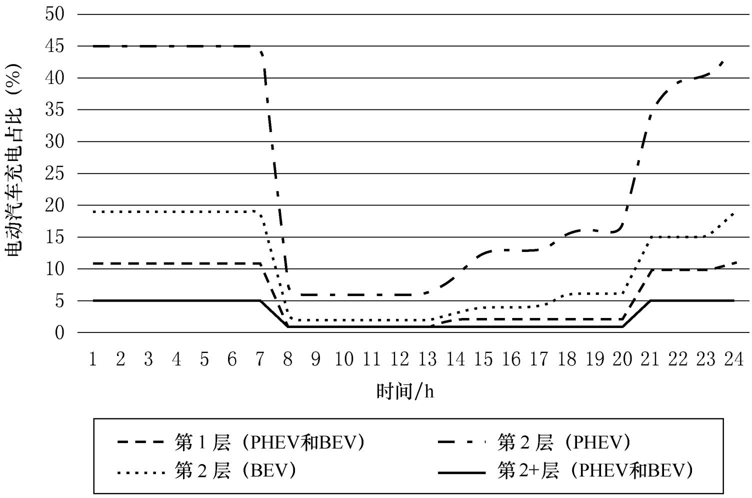


图 3.18　2020 年 PEV 的假想充电方式（源自 Xu，L. et al.，A framework for assessing the impact of plug-in electric vehicle to distribution systems，2011 IEEE PSCE，Phoenix，AZ，March 2011）

一旦充电方式和渗透率确定之后，分析不同情况下的功率潮流即可确定设备的负荷率。分析过程中应给定 PEV 负荷大小，通过潮流计算确定馈线的运行变量（如电压、电流等）。分析的复杂性在于无法进行精确计算，而是需要利用统计分析模型分析充电方式和渗透率的不确定性。这些分析可以用于不受控充电方式，确定最坏情况下的影响，也可以用于控制充电方式，以确定具体的控制策略。控制充电方式的主要目的在于修正 PEV 的充电方式，以通过分时电价、运用充电控制或管理充电时间对用户充电进行激励或处罚。

在非受控充电方式下，即使在很低的渗透率情况下，变压器仍然会出现过负荷情况，如图 3.19 所示。由此可知，采用智能电网技术，利用智能充电方式能够缓解设备重过负荷情况，但是需要在负荷低谷时（如凌晨）进行充电。此时也有可能会造成新

的问题，如①增大了负荷同时率，可能出现新的高峰负荷，同样导致变压器和线路过负荷，如图 3. 20 所示；②平滑了配电变压器的负荷曲线，从而增大了变压器的负荷因数。第一个问题是不希望出现的。第二个问题表面上看是有利的，但实际上将会对设备的维护和使用寿命产生影响，因为变压器可以在负荷低谷期进行冷却。因此，负荷控制和管理策略必须要仔细设计，以避免新问题带来的影响。另一种设备过负荷的解决方式是对设备进行扩容（如升级变压器、线路改造等）。另外与当地的分布式能源（如分布式发电、分布式储能和分布式能源）进行协调控制，也可以解决这个问题，如图 3. 21 所示。最后，所有可使用的手段（包含传统的与智能电网技术），综合解决这一问题。智能电网技术是其中的关键技术。

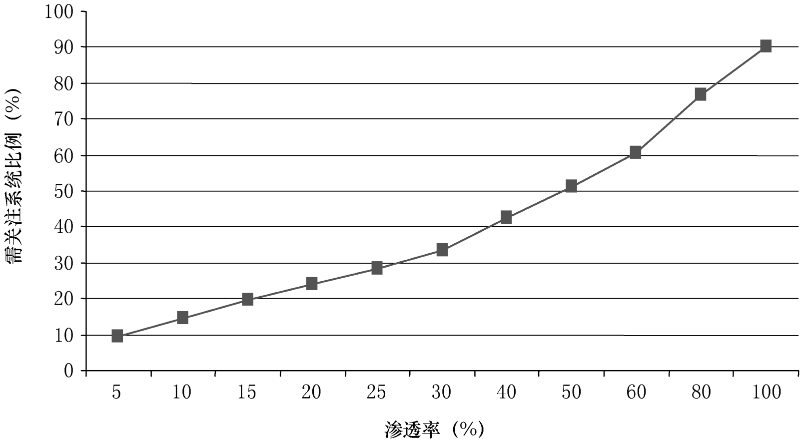


图 3. 19　受影响配电网与 PEV 市场渗透率的关系（不可控充电）（源自 Dow，L. et al. ，A novel approach for evaluating the impact of electric vehicles on the power distribution system，2010 IEEE PES General Meeting，Minneapolis，MN，July 2010）

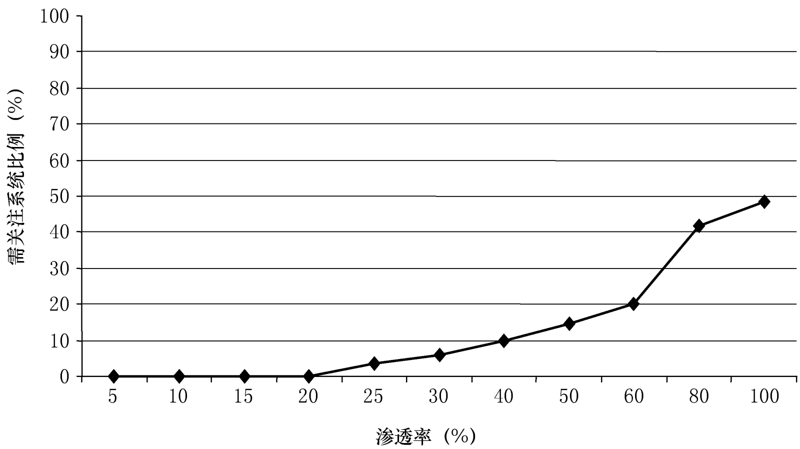


图 3. 20　受影响配电网与 PEV 市场渗透率的关系（可控充电）（源自 Dow，L. et al. ，A novel approach for evaluating the impact of electric vehicles on the power distribution system，2010 IEEE PES General Meeting，Minneapolis，MN，July 2010）

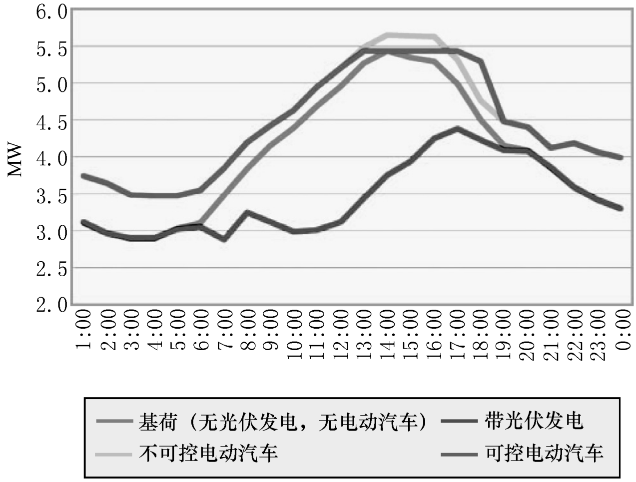


图 3.21　含有光伏发电和电动汽车的馈线日负荷曲线（源自 Agüero, J. R., IEEE Power Energy Mag., September/October 2011, 82-93）

3.2.5.3.2　电压调整与馈线损耗

由于电动汽车的接入，将增大变压器和馈线的负荷，从而增加了馈线上的电压降，有可能会出现电压偏低的情况，尤其是对于馈线距离较长的区域更是如此。图 3.22给出了不同 PEV 渗透率下的电压偏低情况。这个问题可以通过安装线路电压调节器或并联电容器加以解决，也可以通过和就地分布式能源相协调来解决。电动汽车充电负荷的功率因数可以被视为 1，因为一般都会安装功率因数校正（Power Factor Correction, PFC）装置。然而随着渗透率增加，过高的充电负荷意味着大的电流，因此馈线和变压器的损耗也增加，系统的损耗增大。利用先进的智能电网技术，可以使电动汽车带来的电压调整问题和损耗增加问题得以解决，但这是一个多目标优化问题，需要调度各方面资源。

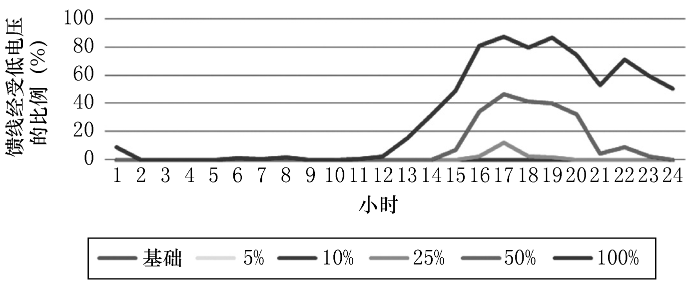


图 3.22　馈线电压偏低比例与渗透率之间的关系（源自 Agüero, J. R. and Dow, L., Impact studies of electric vehicles, Quanta Technology, Raleigh, NC, 2011）

3.2.5.3.3　对电能质量的影响

电动汽车逆变装置的接入可能会增大系统的谐波畸变。与此同时，多个逆变器之间相互作用之后导致的谐波问题有可能会非常严重。在逆变装置大范围使用后，这个问题会更加突出。关于谐波增大的问题，同样也需要在规划阶段通过合理设计渗透率和接入点加以抑制。

3.2.5.3.4　其他

自从出现了混合动力汽车，电动汽车就被视作是电力系统的一种可能的备用容量。在某些区域，无法完全避免由于自然灾害造成的系统故障。而当地的 PHEV 可以将其能量提供给电网作为备用。实际上，关于电动汽车在这方面应用效果的研究项目正在开展，包括直接连接牵引电池[47]或者直接利用汽车上的 12V 电源等[48]。

但这些方面的应用并不受汽车制造商的欢迎，逆变装置也很难同时满足支撑电网和电动汽车充电的双重需要。这种应用目前只是处于尝试阶段，但有可能很快就会成为电动汽车发展的标准需求。同时，还必须考虑到汽车在密闭空间使用时的安全性问题，包括直流和交流电路的电气安全和排放安全等。

家用电器设备容量的限制也限制了电动汽车的应用，尤其是在充电方式的选择上受到的限制更加明显。美国许多新房子装设了 100A 的容量，而旧房子的容量相对更小，但也有一些房子的容量可能会到 200A。但无论容量大小，在大部分情况下，已安装的设备基本上都满足这些容量的要求，因此其增长空间非常有限。

电气规程的规定可能偏于保守，但是负荷增长、新型设备的接入有可能违反规程，并造成设备过负荷。另外，电气规程一般不允许增加额外的负荷，就算这些负荷不会与现有负荷同时工作也不允许。也就是说，尽管可以限制电动汽车在其他负荷较轻的夜间充电，但是现有的电气规程也不允许这样做。

现有的家用配电系统也出现问题。在许多家庭里，电动汽车充电设备一般加装在车库里。而传统车库的用电负荷较轻，因此入户开关与车库的距离较远。如果要采用 2 级或 3 级充电方式，改装入户开关及对车库线路重新布置的费用均较高，所以一般还是广泛采用 1 级充电方式。这也意味着电动汽车充满电需要一整夜的时间，从而削弱了电动汽车参与电网调节的效果。

最后，现有政策对促进汽车制造商改变现有汽车结构以满足支撑电网的激励不足。实际上，许多解决方案（包括 V2G）都需要受控充电以为电网提供备用。这可能导致电池的寿命缩短或降低电动汽车用户的满意度，而这是汽车制造商最关注的事情。

PEV 接入电网无论是对交通行业还是电力行业都是一个系统性问题。有效的推广手段必须能够平衡各方的需求，并能满足不同的电气规程的规定及建设足够的通信系统。

3.3　智能变电站

Stuart Borlase，Marco C. Janssen，Michael Pesin

变电站是电力系统中发电、输电和配电系统的集结点，它通过变压器实现不同电

压等级间的变换。电力流经发电厂和用户间的一些变电站，通常经过几级的电压变换。变电站可分为输电变电站、配电变电站、集电变电站和开关变电站等。一个变电站的主要功能包括：①电压变换；②输电线路和配电线路间的连接点；③输/配电系统配置的开关站；④控制中心的监测点；⑤保护电力线和电力设备；⑥实现与其他变电站和区域控制中心的通信。

变电站和馈线是确保电网高效、安全运行所需关键实时数据的来源。实时数据也称为运行数据，是指电力系统中电压、电流、有功功率、无功功率等模拟量的瞬时值，以及断路器状态和开关位置等开关量的状态值。这些数据有严格的时间要求，并用于保护、监测和控制电力系统的现场设备。也有大量的运行（非实时）数据是从现场设备获取的。非运行数据除了像监控与数据采集（SCADA）的监测点（如状态和模拟的点）那样有一个逻辑状态或者数值，还可能包括文件和波形，比如事件概述、录波事件报告或者序列事件记录。虽然 SCADA 调度员不需要利用非运行数据监视和控制电力系统，但这些数据有助于对电网资产进行更高效和更可靠的运行和管理。

3.3.1　保护、监测和控制设备（IED）

智能电子设备（Intelligent Electronic Device，IED）是一种基于微处理器的电子设备，能够通过通信连接与其他设备（包括 IED、电子仪表、控制器、SCADA 等）进行数据和控制信号交换。IED 可实现发电厂、变电站和馈线等的保护、监测、控制和数据采集功能，对于电网的运行至关重要。

不同用途的 IED 被广泛应用于变电站。例如，它们可单独地用于实现诸如差动保护、距离保护、过电流保护、计量和监测这些单一功能。而多功能的 IED 也能够在一个硬件平台上同时实现多种保护、监测、控制及用户交互功能。

IED 是变电站集成与控制技术的一个关键组成部分。变电站集成技术包括将保护、控制和数据采集功能集成在最少量的平台上，以减少投资和运行费用，减少监控室的空间，消除冗余设备和数据库。而变电站自动化则涉及从数据采集与监控、告警处理到综合电压/无功功率控制的各种变电站和馈线运行功能与应用的配置，其目的是优化资产管理，基于最少的人力成本提高运行和检修（O&M）效率。

考虑到整个系统规模的减少、效率增加和鲁棒性增强，以及在主流通信技术上提供可扩展的解决方案，多功能 IED 的主要优点在于一方面充分利用了 IEC61850 所实现的兼容性和紧凑性，另一方面则是将多种功能集合在一个设计中。

IED 技术能有助于电力公司改善供电可靠性，提高运行效率，并使包括预防性检修、设备寿命延长和改进规划在内的资产管理计划的实施变为可能。

3.3.2　传感器

传感器的主要功能是收集变压器、开关和电力线等变电站设备的数据。随着结合通信的数字和光学技术的引入，新的传感器可用于获取不同形式的与资产相关的信息。原来用于监测和计量的基于铜芯电缆连接的模拟设备现在可被带有光纤传感器的光学设备所取代。这些传感器最显著的特点是具有更高的精度，不会饱和，更小的体积和重量，安全和环保（避免油和 SF_6），更高的性能，宽的动态范围，大的带宽和较小的

维护工作量。而光学传感器的主要优点则是具有宽频带、宽动态范围和高精度。此外，这些新的传感器允许监测和控制的实现，具有以下的重要特点：①单个传感器可用于不同类型的 IED；②单个传感器可通过过程总线用于大量的 IED。

那些传感器同样需要实现输入信号与传输到过程总线的采样信号之间的精确时间同步。

3.3.3　监控与数据采集（SCADA）

SCADA 是指从发电厂或者其他远程场所的各种传感器收集数据并将其传送到中央计算机的系统或者系统组合，从而实现现场远程控制设备的管理和控制。

SCADA 是一个在工业领域被广泛应用于描述控制和管理解决方案的专有名词，而电力工业对 SCADA 系统的应用有明确的要求。

一个电力 SCADA 系统的基本目的是从位于发电厂、输电和配电变电站以及配电馈线等现场设备获取实时数据，实现对现场设备的控制，并为现场人员提供信息。对于变电站和馈线的监测和控制而言，典型的实时性要求是 1 ~ 5s。

SCADA 系统是全世界范围内公认的一种电力系统实时监测和控制的形式，特别是对于发电和输电系统而言。远程终端设备（RTU）用于收集现场设备的模拟和状态遥测数据，以及传递控制命令给现场设备。安装在电力控制中心这些集中地点的是前端数据采集设备、SCADA 软件、运行人员图形用户界面（GUI）、基于数据的工程应用、历史软件和其他组成部分。

SCADA 最近的发展趋势包括通过以下途径提供增强的态势感知：改进的图形用户界面和数据与信息的演示、智能预警处理、瘦客户端和基于网络的客户端、改进与其他工程和商业系统的集成以及增强的安全特性。

控制和数据采集设备要构成一个典型系统至少需要一台主站、一个或多个 RTU 和一个通信系统。电力企业的主站通常放置在一个能量控制中心，而 RTU 则安装在发电厂、输电和配电变电站、配电馈线设备等处。

3.3.3.1　主站

主站是一个负责与现场设备通信的计算机系统，它包括一个在控制室或者其他地方的人机交互界面（Human Machine Interface，HMI）。对于较小的 SCADA 系统，主站通常由一台单一个人计算机（PC）构成；而对于较大的 SCADA 系统，主站可能包括多个冗余服务器、分布式软件应用和灾难恢复站点。

一个大型的电力企业主站或者能量管理系统（EMS）通常包括：①至少一个数据采集服务器（Data Acquisition Server，DAS）或通过通信系统与现场设备交互的前端处理器（Front-End Processors，FEP）；②包括实时数据库（Real-Time Database，RTDB）的实时数据服务器；③用于维护历史数据库的历史服务器；④运行各种 EMS 应用程序的应用服务器；⑤带有人机交互界面的运行人员工作站。

在大多数现代 EMS 中，硬件设备通过一个或者多个局域网（LAN）连接。很多系统还有一个连接到公司网络的安全接口以确保公司用户能够获取 EMS 数据，如图 3.23 所示。

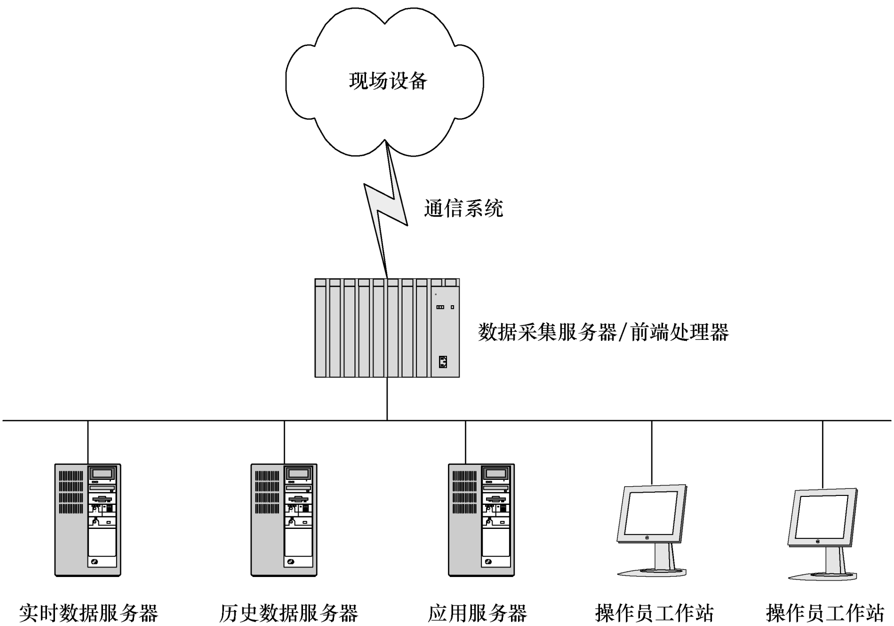


图 3.23　现代 EMS 的典型结构（简化形式）

主站的形式有多种，根据其功能通常可分为5 种不同的类型。然而，有些情况下，它们所实现的功能可以跨越不同类型的系统：①SCADA 主站；②具有自动发电控制（AGC）的 SCADA 主站；③EMS；④配电管理系统（DMS）；⑤配电自动化（DA）主站。

SCADA 主站的基本功能有：①数据采集；②远程控制；③用户交互；④责任范围；⑤历史数据分析；⑥报告生成。

SCADA/AGC 系统的基本功能（除上述 SCADA 主站功能以外的）包括：①AGC；②经济调度（ED）/水电调度；③交换交易调度。

EMS 的基本功能（除上述 SCADA/AGC 系统功能以外的）包括：①网络配置/拓扑处理器；②状态估计；③应急分析；④三相平衡调度员潮流；⑤最优潮流；⑥调度员培训仿真器。

DMS 的基本功能：①与自动成图/设施管理（AM/FM）或者地理信息系统（Geographic Information System，GIS）接口；②与用户信息系统（Customer Information System，CIS）接口；③与停电管理系统接口；④三相不平衡调度员潮流；⑤绘制系列地图。

配电自动化系统的基本功能：①双向配电网通信；②故障识别/隔离/恢复；③电压调整；④负荷管理；⑤功率因数控制；⑥短期负荷预测。

所有类型的主站都与现场设备连接。在电力企业，这些现场设备以前是 RTU，最近随着 IED 越来越多的应用，很多已经取代了原来的 RTU 功能。

3.3.3.2　远程终端设备

RTU 是一个与 SCADA 系统连接的基于微处理器的电子设备，用于传递遥测数据到主站，以及根据从主站接收的控制信息或者 RTU 自身产生的命令去改变所连接设备的

状态。RTU 为主站提供数据，并且使主站能够发送控制命令给现场设备。典型的 RTU 具有与现场设备接口的物理硬件输入以及一个以上的通信端口（见图 3. 24）。

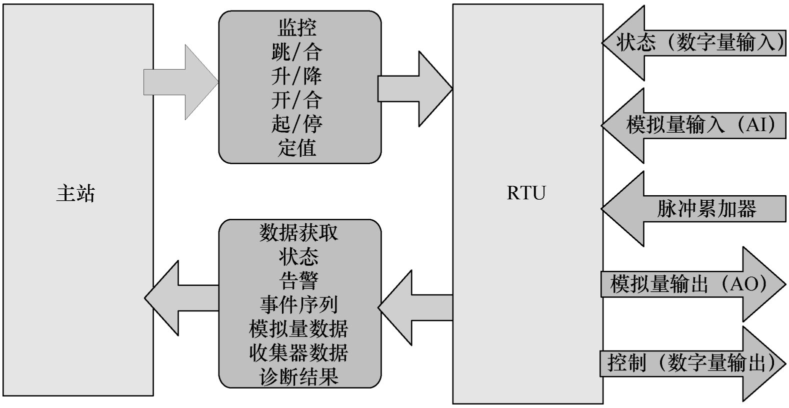


图 3. 24　SCADA 系统数据流结构

不同的 RTU 采用不同的方式处理数据。但通常大部分的 RTU 都具有几个通用的内部软件模块：

1）与所有软件模块连接的中央实时数据库；

2）物理 I/O 应用程序——通过与物理 I/O 接口从 RTU 硬件中获取数据；

3）数据收集应用程序——通过通信端口从具有数据通信能力的设备（如 IED）获取数据；

4）数据处理应用程序——提交数据到主站或者人机交互界面；

5）一些 RTU 还有数据转换应用程序，用于在数据提交到主站前操作数据，或者支持一些 RTU 层面的独立功能（见图 3. 25）。

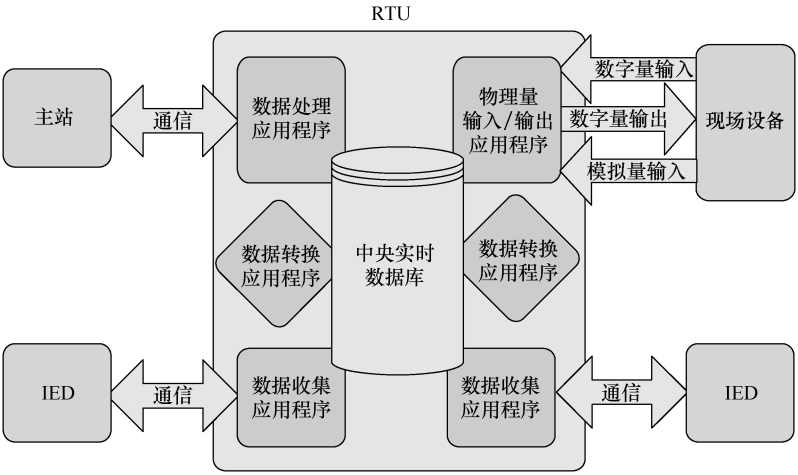


图 3. 25　RTU 软件结构

3.3.4 变电站技术的进步

早期的SCADA系统通常在每个变电站配置一个RTU。在这种结构下，现场设备的所有电缆都必须连接到这台RTU上。而RTU通常只能提供有限的扩展能力。对于模拟量输入，RTU需要将来自于CT和PT的高电压和大电流输出转变到毫安级和伏特级的水平。大部分的RTU只有单一的通信端口，只能与一个主站进行通信。RTU和主站之间的通信通常采用专有的面向比特的通信协议实现。随着技术的发展，RTU变得更小也更灵活。一个更小的RTU只用于一个或多个变电站设备，这使得采用分布式结构的方法成为可能。由于电缆需求的减少，使得这种方法具有更低的安装成本。而这种结构也提供了更好的扩展能力（只需增加小型RTU）。此外，新一代的RTU还能够接收更高量级的交流模拟输入，使其可以直接与CT和PT连接，而不再需要中间互感器。这也扩展了RTU的一些额外功能，如数字故障录波（DFR）和电能质量（PQ）监测。

随着与IED通信的附加端口的出现，在通信能力方面也取得了进步。然而，最重要的改进是一个开放式通信协议的引入。旧的SCADA系统采用专用规约实现主站和RTU之间的通信。一个开放和标准化（对于大部分系统）的企业通信协议的应用可以使企业为SCADA系统选择不受供货商制约的设备。在北美，用于电力企业SCADA系统的事实标准协议已经变成DNP3.0[㊀]。另一个被企业采用的开放性通信协议是来自于工业制造业的MODBUS协议[㊁]。电力企业所采用的最新通信标准是IEC61850[㊂]。IEC61850是一个非常强大和灵活的、基于网络的、面向对象的通信协议标准。它允许供电企业推进其具有灵活而可扩展的下一代变电站，允许多个供货商解决方案的实现。此外，在通信方面，它也采用了考虑用户的工程和维护过程优化的标准化工程方法。

能够提升SCADA系统的另一个技术是网络数据通信。基于串行通信协议的SCADA架构对系统性能造成了一定的局限性。对于串行的SCADA协议结构：

1）静态的主机/从机数据通道限制了设备的互通性。

2）串行SCADA协议不允许在单一通道上实现多个协议。

3）一些新的数据源，如录波文件、PQ数据等，在交换时存在冲突。

4）只能通过专用的“维护端口”进行配置管理。

而基于网络的架构则具有如下优点：

㊀ DNP 3.0规约是在国际电工委员会（IEC）的TC57协议基础上制定的通信规约，它支持ISO的OSI/EPA模型，这种模型规定了物理层、数据链路层和应用层。然而，为了支持高级的RTU功能和大于最大帧长的报文，DNP 3.0的数据链路采用一个伪传输层去完成最短报文的组装与分解。来自百度知道。——译者注

㊁ Modbus是由Modicon（现为施耐德电气公司的一个品牌）在1979年发明的，是全球第一个真正用于工业现场的总线协议。来自百度百科。——译者注

㊂ IEC61850标准是电力系统自动化领域唯一的全球通用标准。它通过标准的实现，实现了智能变电站的工程运作标准化，使得智能变电站的工程实施变得规范、统一和透明。不论是哪个系统集成商建立的智能变电站工程都可以通过SCD（系统配置）文件了解整个变电站的结构和布局，对于智能化变电站发展具有不可替代的作用。来自百度百科。——译者注

1）在速度和互通性上具有很大的改进：以太网局域网能够大大地增加通信带宽。网络层协议使网络中所有的设备可以直接进行连接。

2）逻辑通道的使用：网络协议支持多个设备间的多逻辑通道。

3）具有使用新数据源的能力：每个 IED 能够在不干扰其他进程（例如 SCADA）的情况下，提供另一个用于文件或辅助数据传输的协议端口号，而不需要额外的硬件投入。

4）配置管理的改进：能够通过网络在一个中心位置实现配置和维护。

基于网络的系统架构在很多案例中也呈现出更快的响应时间、重要数据的访问能力以及减少的配置和系统管理时间。以出现多年的 SCADA 系统为例，过去它们大部分只是一些通过硬连线实现低速数据交换的简单远程监测和控制系统。近些年，随着基于微处理器的 IED 的广泛应用，通过 RTU 或者其他变电站控制系统元件直接从这些 IED 提取信息成为可能。这是通过采用 IED 的通信能力实现的，它使 IED 能够与 RTU 以及数据集中器进行通信，或者直接与主站进行通信。随着装设在变电站的 IED 的增多，使集成部分保护、控制和数据采集功能变得可能。原来很多由 RTU 获取的信息，现在可以通过 IED 获得。然而，在所有变电站中均实现主站与大量 IED 的直接通信是不现实的。为此，一种称为变电站服务器的新型设备被用于实现上述数据流。变电站服务器与变电站中所有的 IED 通信，从 IED 中收集所有的信息，然后再送回中央主站。由于变电站中的 IED 采用许多不同的通信协议，变电站服务器必须具有兼容这些通信协议和主站通信协议的能力。一个变电站服务器允许 SCADA 系统访问大部分变电站 IED 的数据，而在此之前则只能实现局部的数据访问。

对于如图 3.26 所示的基于变电站服务器的 SCADA 结构，所有的 IED（包括 RTU）均通过变电站服务器进行轮询通信。对于仅具有串行连接能力的 IED，将通过变电站服务器中集成的或者分布的 RS232 和 RS485 端口进行轮询。除了能够获取额外的 IED 数据外，变电站服务器还大大改善了整个 SCADA 系统的通信性能。在基于变电站服务器

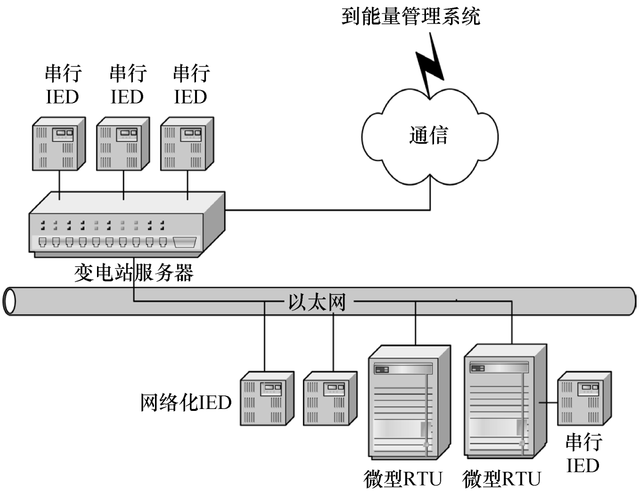


图 3.26　基于服务器的变电站控制系统结构

结构中，主站将不再与变电站中的多个 RTU 和 IED 通信，取而代之的是只能与变电站服务器直接通信。而且，一个变电站服务器的通信能力通常优于一个 IED。这一因素再加上主站直接连接装置数目的减少是轮询通信环境中通信性能大幅提高的原因所在。

变电站的可用数据可分成运行（或实时）数据和非运行数据两类。运行数据是电力系统运行和执行 EMS 应用程序所需的实时数据，比如 AGC。这些数据存储在 EMS 应用程序中，可作为历史数据获取。非运行数据是指用于分析、检修、规划以及其他应用的历史、实时和文件类型的数据。

现代 IED（如保护继电器和表计）具有大量的信息。有些装置可获取数千个数据点。此外，许多 IED 会产生文件型数据，如 数字化故障录波器（DFR）或 电能质量（PQ）文件。一个典型的主站是不能处理这么大量的数据，或无法处理这种类型的数据。然而，这些信息很多对于电力系统中的不同使用者是非常有用的，在有些情况下甚至对电力用户都有用处。因此，为了利用这些数据，必须采用一种独立于主站的数据提取机制。

运行数据和非运行数据有相互独立的数据收集机制。因此，也应该存在两个单独的逻辑数据路径用于传递这些数据（见图 3.27）。一个逻辑数据路径将变电站与 EMS 连接在一起（传递运行数据）。第二个数据路径将非运行数据从变电站传送到不同的电力信息技术（IT）系统。当所有的 IED 均连接到变电站数据收集器，而且具有充足的

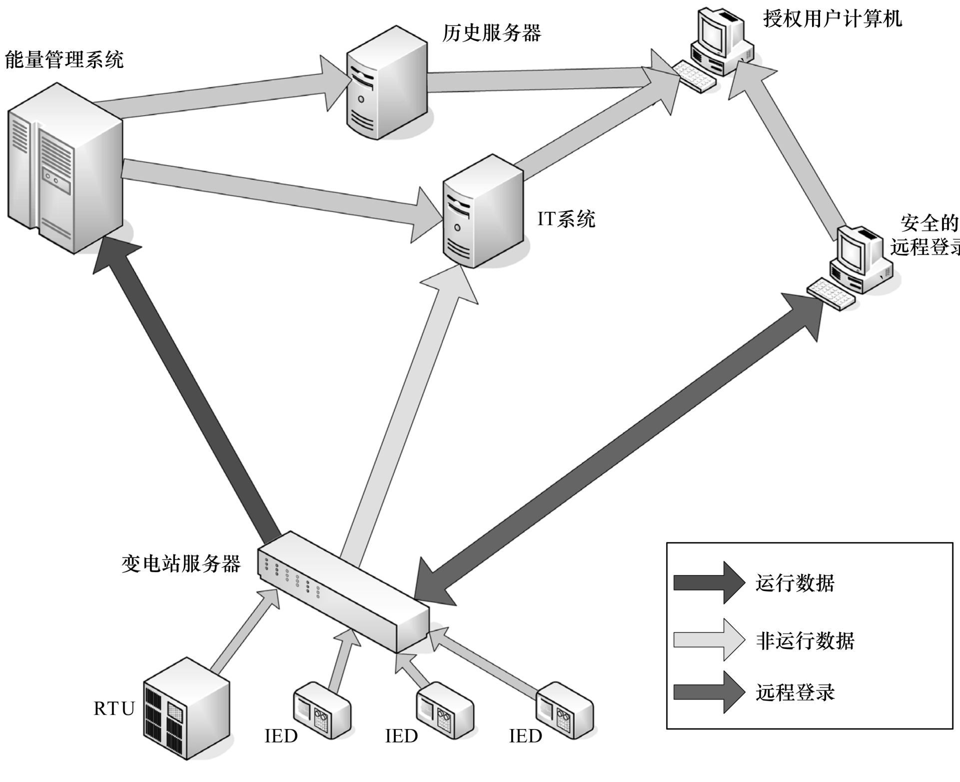
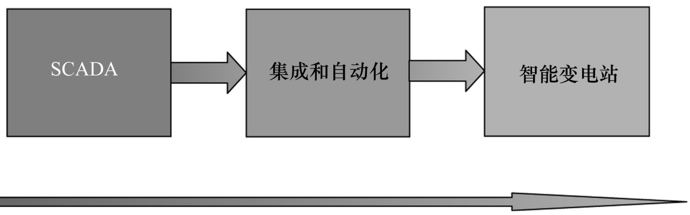


图 3.27　变电站数据流

通信设施时，实现与大部分 IED 的远程检修连接也将变得可能。这一功能被称之为“远程访问”或者“直通”。远程访问或者直通是指能够经过一个安全的网络与远程设备建立虚拟连接的能力。这一功能非常有助于远程设备的故障查找和维修。在很多情况下，它可以避免技术人员开车去一个偏远的地方。它也可以使来自于不同地方的单个设备的实时数据同时呈现在同一个计算机屏幕上，这将使故障查找过程变得更高效。

图 3.28 从概念上给出了从基本的 SCADA 功能出发，通过集成与自动化技术得到智能电网变电站解决方案的迁移路径。



SCADA	集成和自动化	智能变电站
		系统接口和应用程序的推动者
		变电站监视和安全
	非运行数据的企业访问	非运行数据的企业访问
EMS/DMS接口	EMS/DMS接口	EMS/DMS接口
	本地人机接口	本地人机接口
	变电站和馈线自动化	变电站和馈线自动化
	IED集成	IED集成
		过程总线
电力设备和传感器（变压器、断路器、自动重合开关、电流互感器、电压互感器等）	电力设备和传感器（变压器、断路器、自动重合开关、电流互感器、电压互感器等）	电力设备和传感器（变压器、断路器、自动重合开关、电流互感器、电压互感器等）

图 3.28 变电站的智能电网迁移

一个变电站高级集成体系结构（见图 3.29）充分利用了基于网络系统的结构以提供更多的功能，因而也允许更多的用户从连接到网络的所有元件中获取重要的信息。然而，这样也会增加控制系统额外的风险。为了降低这些风险，在网络设计时必须特

别注意，特别是要强调网络安全、用户身份认证、授权和账户管理。因此，建立和强化一个变电站的通信和物理访问安全策略是非常重要的。

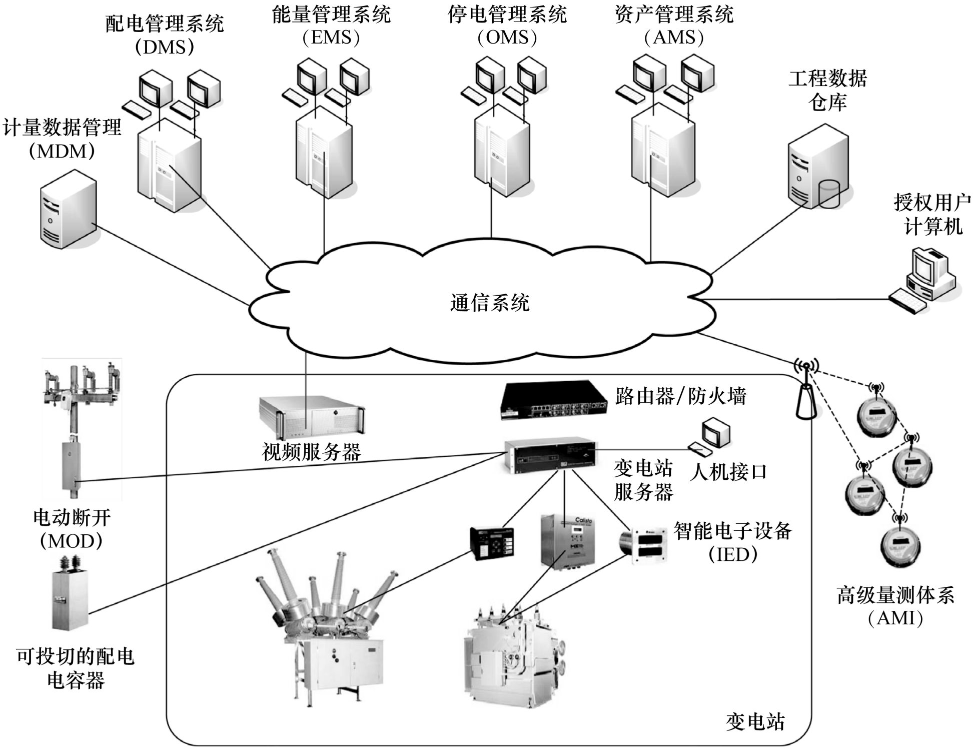


图 3.29 智能电网结构中的智能变电站（© Copyright 2012 Michael Pesin. All rights reserved）

3.3.5 智能馈线应用平台

通过变电站通信网络，利用一个单独的馈线通信网，或者与高级量测体系（AMI）紧密联系，则电网的监测、控制和数据获取将往下拓展至柱上配电变压器，甚至到各独立用户。更多精细的现场数据将有助于增加其他智能电网应用程序（如停电管理）的运行效率，并为其提供更多数据。而对于数据采集和控制所采用的通信，提高其速度和带宽则是必需的。配电网的故障检测、隔离和恢复（Fault Detection，Isolation，and service Restoration，FDIR）将要求更高层面上的优化，需要包括对闭环、并联线路和辐射状拓扑的优化。多层馈线重构、多目标故障恢复策略和前瞻性的网络负荷验证将是FDIR 的附加特性。电压无功综合控制也将改善运行和资产状况，如识别故障电容器组，监测电容器组、变压器抽头变换器和调节器的运行情况，提供充分的统计数据，为电容器组和调节器在电网中的优化配置创造条件。区域性电压无功综合控制的目标可能包括运行优化和费用最小优化。这一切都需要更广阔的视野，使得高级智能变电站、馈线解决方案以及在变电站、馈线数据和输配电自动化的集成能够给智能电网带来尽可能多的益处。

为了实现智能电网能带来更多好处的承诺，包括可以提高系统可靠性、改善系统运行效率、整合各种可再生能源等诸多方面，需要建设更加智能的配电网，应用配得上 21 世纪数字社会的先进的高性能计算技术和双向通信技术。目前的问题在于，当今美国有 48000 座配电变电站，其中仅有约 10% 是数字化的。对非数字化变电站进行升级来应对当下的能源挑战需要付出大量的时间、资源和金钱[1]。

3.3.6　互操作性和 IEC61850

IEC61850 是一个独立于供应商的、用于公共通信的开放系统标准。它能够在极大改善功能的同时为用户节省大量的费用。这个标准结合抽象通信服务、通信协议的标准化映射、支持工程过程和测试定义，为不同的应用领域提出了独立于协议的、标准化的信息模型。这个标准不仅允许电厂、变电站和馈线这些电力设施的 IED 之间实现标准化通信，也允许电力设施以外的 IED 之间实现标准化通信，如风电场、电动汽车、储能系统和计量仪表。这个标准还包括数据库结构、对象定义、文件处理和 IED 自定义方法等要求。这些要求将使得在一个公用自动化系统中增加一个设备变得跟具有即插即用能力的计算机系统增加新设备一样简单。采用了 IEC61850，供电企业将在系统设计，变电站电缆，冗余设备，IED 的集成、配置、测试和调试这些方面减少费用支出。另外，在培训、管理信息系统运行和系统维护方面也能带来额外的收益。

IEC61850 已经被美国国家标准协会（NIST）确认为现场设备通信和通用设备对象数据建模的基础技术。IEC61850 的第 6 部分是基于该标准的系统配置语言。点对点通信机理［如面向通用对象的系统事件（GOOSE）］将使 IED 之间的电缆连接最小化。而点对点通信结合来自于传感器的采样值应用则使整个变电站铜芯电缆的使用最小化。这导致费用的大幅降低、变电站设计更紧凑、自动化系统更先进灵活，而这些仅是 IEC61850 带来好处的少数几个例子。利用高速以太网，基于 IEC61850 的通信系统将能够管理所有过程层和站层数据。

IEC61850 最初是被设计为一个变电站通信解决方案，而不是被设计用于较慢的通信连接，如在配电网自动化中的应用。然而，随着广域和无线技术（如 WiMAX）的发展，配电网设备的 IEC61850 通信成为可能。因此，IEC61850 最终被用于公共事业企业所有方面也是可能的。目前，一个 IEC 工作组正在定义新的用于分布式电源的逻辑节点（Logical Node，LN），包括光伏、燃料电池、往复式发动机和热电联供。

随着串行通信和数字系统的引入，我们看待二次系统的方式正发生根本性的变化。这些系统不仅仍然意味着控制、保护和监测一次系统，而且我们还希望它们能够提供更多的与一个领域新功能相关的数据。这些新功能包括监测系统的行为、老化和动态容量等。许多引入到变电站的新功能都与运行理念的改变、分布式发电的增加和可再生能源的接入有关。对于保护而言，新的保护理念更多地强调保护功能对实际网络拓扑的动态自适应、广域保护与监控、同步相量的引入，诸如此类。

这一发展趋势并不是新近出现的。自从第一个变电站综合自动化系统和数字保护被引入，我们就已经在寻找更好利用这些现成技术的方式。经过大量的实验和讨论，促成了原名“变电站通信网络与系统”的 IEC61850 的发展。它现在已经演变成为“电

力企业自动化通信网络与系统”的全球标准，为电力工业中的许多不同领域提供解决方案。

IEC61850 的概念和解决方案基于以下 3 个基石：

1）互操作性：来自一家或者多家制造商所生产的 IED 相互间交换信息以及使用这些信息的能力。

2）自由配置：该标准应该支持不同的理念，且允许功能的自由分配，如对于集中式（基于 RTU）和分散式（基于变电站控制系统）配置，应该运行同样良好。

3）长期稳定性：该标准应该是适应未来的，即它必须能够跟上通信技术的发展以及不断变化的系统要求。

上述这些可以通过定义一个抽象层实现，该抽象层允许发展基本上采用任意配置的任何解决方案，而这些方案具有长期互操作性和稳定性。该标准定义了一个变电站内不同的逻辑接口，这些逻辑接口被变电站的不同功能用于相互间交换信息，具体如图 3.30 所示。

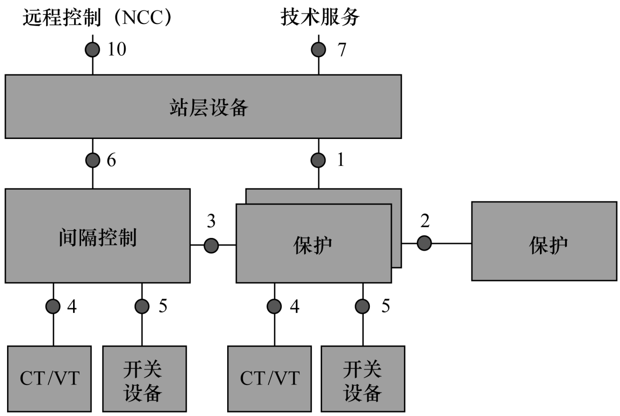


图 3.30 一个变电站自动化系统的接口

（© Copyright 2012 Marco Janssen. All rights reserved）

IEC61850 没有预先定义或描述通信结构。图 3.30 中的接口是逻辑接口。IEC61850 在理论上允许这些接口到通信网络的任意映射。一个典型的例子是映射接口 1、3 和 6 到我们所称的变电站总线上。这个母线是一个主要用于间隔层和站层功能的通信网络。我们也可以映射接口 4 和 5 到一个过程总线，主要用于变电站的过程层和间隔层。在这样的例子中，过程总线可能被限制在一个间隔中，而站总线可能连接位于全站的功能。然而，将接口 4 映射到一个连接过程有关传感器和间隔保护的点对点链路也是可能的。

IEC61850 原则上是限定在数字通信接口。然而，IEC61850 所叙述的内容不仅仅限于通信接口。它还包括领域特定信息模型。以变电站为例，可以模拟整套的变电站功能，以提供变电站设备的虚拟表示。然而，IEC61850 也包括一个配置语言规范。这些语言定义了一套标准化的、基于 XML 的文件，可通过标准化的方式，定义系统规范、系统配置和系统中个别 IED 配置。这些文件被定义用于交换来自不同变电站设备制造厂家工具间的配置信息，如图 3.31 所示。

IEC61850 的定义是基于一个分层的方法。在这种方法中，领域特定信息模型、抽象通信服务和实际的通信协议是单独定义的。基本概念如图 3.32 所示。

IEC61850 分成不同的部分，其中 7-3 和 7-4xx 部分规定了变电站设备的信息模型。这些信息模型包括一次设备模型，如断路器和 CT、VT 等仪用互感器。它们也包括了诸如保

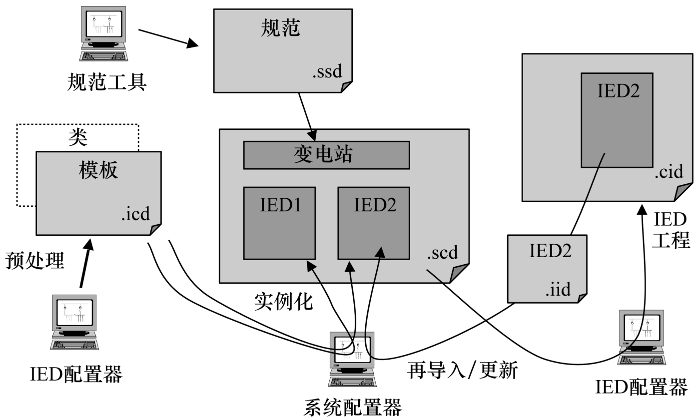


图 3.31　IEC61850 的工程方法（© Copyright 2012 Marco Janssen. All rights reserved）

护、控制、测量、计量、监测和同步相量等二次功能的模型。

为了获取包含在信息模型中的信息，IEC61850 定义了不依赖于协议的、抽象的通信服务。这些服务在 7-2 部分进行描述。这样使得信息模型与适合于使用这些模型的通信协议联系在一起。这一定义是独立于任意通信协议，而被称之为抽象通信服务接口（ACSI）。定义在 IEC61850-7-2 中的主要信息交换模型如下：①读写数据；②控制；③报告；④GOOSE；⑤采样值传输。

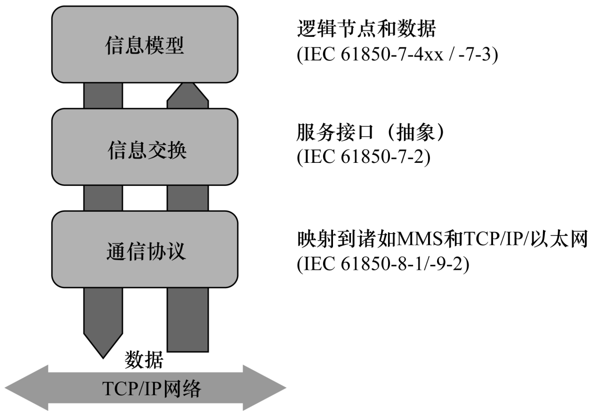


图 3.32　IEC61850 中的应用和通信分离概念
（© Copyright 2012 Marco Janssen. All rights reserved）

前三个模型是基于客户机/服务器（Client/Server）关系的。服务器是信息存储设备，而客户机则用于访问数据。读写服务器用于获取数据或数据属性。这些服务器通常用于读取和交换配置属性。控制的模型和服务某种程度上就是一个写入服务的规范。典型的应用是操作隔离开关、接地转换开关和断路器。报告的模型用于事件驱动的信息交换。这些信息在数据值发生变化时自动发送。

最后两个模型是基于发布/订阅（Publisher/Subscriber）概念的。在 IEC61850 中为了实现这一概念，引入了点对点通信的术语来强调发布/订阅式通信，主要包括点与点之间的水平通信。这些通信模型用于时效性要求高的信息交换。作为信息源的设备发布信息，而其他需要信息的设备则接受信息。这些模型采用多路广播通信（即信息不是定向传递给一个单一的接收器）。

GOOSE 的概念是一个将事件信息快速传递到多个设备的模型。与一个确认的通信

服务不同，GOOSE 信息交换是有规律重复的。GOOSE 服务是用于连锁开关位置信息的交换，或者与保护相关的数字跳闸信号的传递。

当一个连续波形采用数字通信传输时需要用到采样值数据传递模型。在数据源设备，模拟信号用固定的采样频率进行采样。每次采样都标记一个用于记录采样时间的计数器，然后通过通信网络传递。该模型假设同步采样，即不同的设备在完全相同的时刻进行采样。计数器用于关联不同的数据源。这样的方法可以不用考虑传输时间的差异。

IEC61850-8-x 规定了 7-2 部分除采样值传输外所有模型的映射，而 IEC61850-9-x 则规定了采样值传输模型的映射。IEC61850-9-2 是整个模型的映射，而 IEC61850-9-1 则规定了一个采用没有灵活性的点对点连接的更小子集。两个映射都是用以太网作为通信协议。

当然，为了能够真正地实现，通信协议是必需的。这些协议在 8-x 和 9-x 部分定义。这些部分解释了真实的通信协议如何采用 IEC61850-7-2 中的抽象通信服务来传递 IEC61850-7-3 和 IEC61850-7-4xx 中指定的模型信息。在 IEC61850 的词汇表中，这称为"特定通信服务映射"。

这种方法支持通信技术的改进。这是因为对于所采用的协议而言，该方法的应用和信息模型以及信息交互模型之间是解耦的，因而允许通信技术的升级而不影响应用。

信息模型的核心元件是逻辑节点（LN）。一个逻辑节点被定义为最小的可重复使用的功能块，此时它可以被看作是一个功能相关数据存储器。逻辑节点包含数据，而这些数据和相关的数据属性代表了所有或者部分功能所包含的信息。一个逻辑节点层的名字是标准化的，总是由 4 个字母组成。基本上，可以区分两类逻辑节点：

1）代表主设备信息的逻辑节点（如，断路器—XCBR 或者电流互感器—TCTR）。这些逻辑节点实现了开关与变电站自动化系统的接口。

2）代表包括所有变电站自动化功能在内的二次设备的逻辑节点。具体的例子是保护功能，如距离保护—PDIS 或者测量单元—MMXU。

IEC61850 包括了一个广泛的逻辑节点集，可以模拟大部分的变电站功能（即使不是全部）。为了避免一个功能在逻辑节点的标准扩展规则中不存在，定义了允许标准信息模型结构和标准化扩展的数据和数据属性。

IEC61850（8-x 和 9-x 部分）当前定义的映射采用了相同的通信协议。它们能够区别客户端/服务器的服务和发布者/订阅者的服务。客户端/服务器的服务正利用全部的 7 层采用 MMS 和 TCP/IP 的通信协议栈，发布者/订阅者的服务将被映射到更少的协议栈，基本上是直接访问以太网层。

对于采样值的传输，IEC61850-9-2 采用以下的通信协议：

1）表示层：ASN.1 采用基本的编码规则（BER）[ISO/IEC 8824-1 和 ISO/IEC 8825]。

2）数据链路层：优先级标记/虚拟局域网和 CSMA/CD [IEEE 802.1Q 和 ISO/IEC 8802-3]。

3）物理层：推荐光纤传输系统 100-FX [ISO/IEC 8802-3]。

以太网基本上是一个不确定性的通信解决方案。然而，随着交换式以太网和优先级标识的采用，可以获得确定性的行为。采用全双工交换可以避免冲突。由于是周期

性行为且带宽恒定，对于采样值的传输，可以在需要时进行标记，使其比不确定性的通信（如事件报告）具有更高的优先级，这样能够确保采样值通信总是能够优先通过。

IEC61850-7-2 中规定的采样值传输模型是非常灵活的。被传递的消息配置采用采样值控制模块实现。配置选项包括定义一个消息所包含的信息的数据集参考量、一个消息所装载的单个采样数目以及采样率。

虽然该标准的灵活性使上述概念能够适应未来的发展，但它也同时增加了配置的复杂性。这就是为什么 UCA 用户组已经在编写“采用 IEC61850-9-2 与仪用互感器进行数字接口的实施指南”。实施指南是参与 UCA 用户组的供应商的一个协议，说明如何第一次与仪用互感器进行数字连接。该实施指南基本定义了以下条款：

1）包括三相和中性线电压、电流信息的数据集。数据集对应于 IEC60044-8 中定义的合并单元概念。

2）两个采样值控制模块：第一个用于每周波 80 个点的采样率，在这里每组采样数据发送一个单独的信息；第二个是每周波 256 个点，在这里每个信息发送 8 组连续的采样数据。

3）采用比例整数值代表包括电流、电压尺度因子在内的信息。

3.3.6.1　过程层

过程层技术是一个成熟技术。一个过程层通信虽然主要设计用于与非传统 CT 和 VT 接口，但也包括了与现有 CT 和 VT 接口的“过渡”硬件。采用基于 IEC61850 技术的实现方式的优点包括不需要铜芯电缆、消除了 CT 饱和以及避免了 CT 开路，这些都是一些严重的安全隐患。

利用这样的解决方案，在开关场采用电子式互感器代替传统互感器的新设计是可行的。一次侧获取的电压和电流信号通过合并单元转换为光信号，然后通过光纤传送给保护和控制装置。这可以降低互感器绝缘的要求，并且减少利用传统布线传递模拟信号时所面临的传递和辐射干扰。智能控制单元作为与断路器控制的中间连接，也可以将一次设备（如断路器和开关）的模拟信号转换为数字信号，并通过过程总线将其传送给保护和控制设备。与此同时，保护与控制装置所发出的跳闸和重合闸命令将被转换为模拟信号去控制一次设备。这样，传统变电站中所需的连接 IED 和一次设备的大量电缆被光纤取代了。

3.3.6.2　间隔层

控制室中所有的 IED 都完全支持 IEC61850。同步相量测量通过相量测量装置（PMU）或者保护 IED 实现。PMU 用于广域电力系统监测与控制，可以改善状态估计并获得更可靠的系统性能。通过过程总线的 GOOSE 报文发送和采样值网络广播得到了应用。IED 之间的互操作通过网络传递的 GOOSE 信息实现。以太网的切换则用于处理消息的优先级以实现不同继电器之间 GOOSE 的交互方案。

3.3.6.3　站层

站层采用了一个基于 MMS 的通信网络。这也提供了 SCADA、控制中心和间隔层 IED 之间的通信链接。

3.3.6.4 IEC61850 的优点

IED 之间的高速点对点通信连接到变电站局域网，基于 GOOSE 消息交互，可以用于代替不同保护和控制应用时的硬连线。从合并单元到连接在通信网上的不同保护装置间的模拟量采样值通信取代了变电站互感器与 IED 之间的电缆。IEC61850 是一个允许变电站设计和改造新技术发展的通信标准。相比于传统硬连接方案，一些新的保护与控制应用将带来巨大的收益。IEC61850 支持变电站不同厂家设备间的互操作，这对于提高微机保护装置应用的效率和实现新的分布式功能是必需的。

基于过程总线的应用提供了一些相比于传统硬连接模拟电路的重要优势。第一个非常重要的优势是能够大大减少系统的费用，这是由于原来的铜芯电缆将被少量的光纤电缆所取代。由于消除了电流引线电阻，因此采用过程总线还能够消除 CT 饱和。通过消除电流回路开路这一主要的安全隐患问题，基于过程总线的解决方案还能改善变电站的安全性。既然唯一的电流回路只存在于电流互感器二次侧与安装在其附近的合并单元的输入端之间，电流回路发生开路的概率是很低的。如果采用光学电流传感器则不存在开路的风险。过程总线改善了保护、监测和控制系统的灵活性。既然电流回路出于开路的担忧不能简单地切换，使得母线差动保护以及一些后备保护方案变得更复杂。这并不是过程总线所带来的问题，因为任何变化只需通过 IEC61850-9-2 在接收模拟量采样值的保护 IED 的订阅中修改即可。

基于 IEC61850 的变电站系统在实现相同的变电站功能时能够提供一些传统保护和控制系统不具备的显著优点：①减少了电缆、安装、检修和调试费用；②变电站高压系统优化设计的可能性；③由于在不同厂家装置间通过标准通信接口使用标准高速通信，从而具有更好的互操作性；④容易适应变电站配置的变化；⑤消除 CT 饱和以及开路；⑥更容易实现复杂的方案和解决方法，以及通过利用 GOOSE 消息和采样值，更容易整合新的应用程序和 IED，这些信息被广播在通信网络上并能够被应用程序和 IED 简单地订阅。

事实证明，采用 IEC61850 的最大好处可能不会出现在初始部署阶段，而恰恰是由 IEC61850 在变电站生命周期后期额外的灵活性所带来的。表 3.6 给出了影响因素。在 IEC61850 被认为有明显益处的 3 个因素中，只有配置的益处能够在初始建设阶段实现。

表 3.6 IEC61850 的预期优势

类型	网络	遗留设备	影响
设备购置	S	S	–
安装	S	S	0
配置	SSS	S	+
设备迁移	SSS	S	+
应用程序增加	SSS	S	+

IEC61850 将大大缩短配置时间，减少传统方法中由于要同时配置 IED 和服务器所带来的误差；当配置一个变电站时，可以预期减少 75% 的工作量，这意味着巨大的节

省。而对于一个更加复杂的装置，原来通常需要花一天时间配置的，采用 IEC61850 所带来的节省甚至更高，可能高达 90%（见图 3.33）。

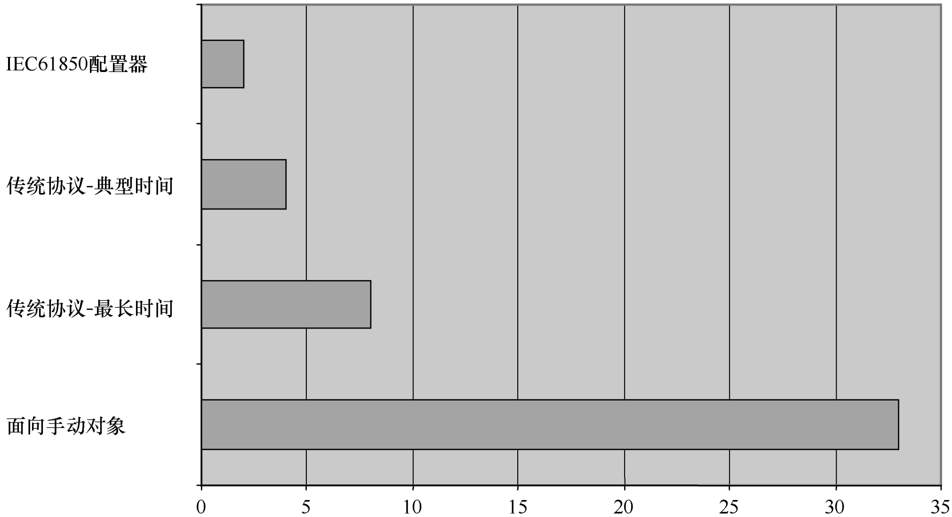


图 3.33　配置一个 IEC61850 客户端与 200 个点的 IED 通信大约所需的时间（min）

3.3.7　基于 IEC61850 的变电站设计

在智能电网环境下，信息的可用性以及信息的获取是关键。类似于 IEC61850 的标准允许对可用信息进行定义，并通过标准化的方式获取这些信息。用于电力系统自动化的 IEC61850 通信网络和系统是一种通信标准，它创造了一个通信环境，允许电力系统在保护和运行方式上发生重大的改变。此外，这些概念也可用于变电站以外，允许采用标准化通信的广域保护的实现。

用于电力系统自动化的 IEC61850 通信网络和系统允许引入一些新设计，用于各种功能，包括站内和站外的保护。功能集成的程度和基于通信解决方案的灵活性给各级电力系统带来成本上的极大优势。通过采用通信连接代替硬连线接口，这些功能集成不仅影响了变电站的设计，也影响了其中几乎所有的元件和/或系统，如保护、监测与控制。此外，在高压设备和网络设计中，执行高压网络中的变电站主要功能所必需的开关设备的数目和位置可以重新考虑。采用来自于合并单元的 GOOSE 消息和采样值的高速点对点通信允许引入分布式和广域应用。另外，光纤局域网的使用引领了无铜芯电缆变电站的发展方向。

3.3.7.1　变电站设计模式的转变

多年来，现代变电站的设计是基于功能性的，随着时间的推移，我们已经形成了若干变电站一次系统和二次系统的典型设计。一次设备的典型方案如图 3.34 所示，其中包括了一又二分之一断路器方案、双母线方案、单母线方案和环网方案。这些方案已经被很多文献所描述和定义，包括了用于采用柔性交流输电的户外交流变电站设计的 Cigré 技术手册第 069 号通用指南。

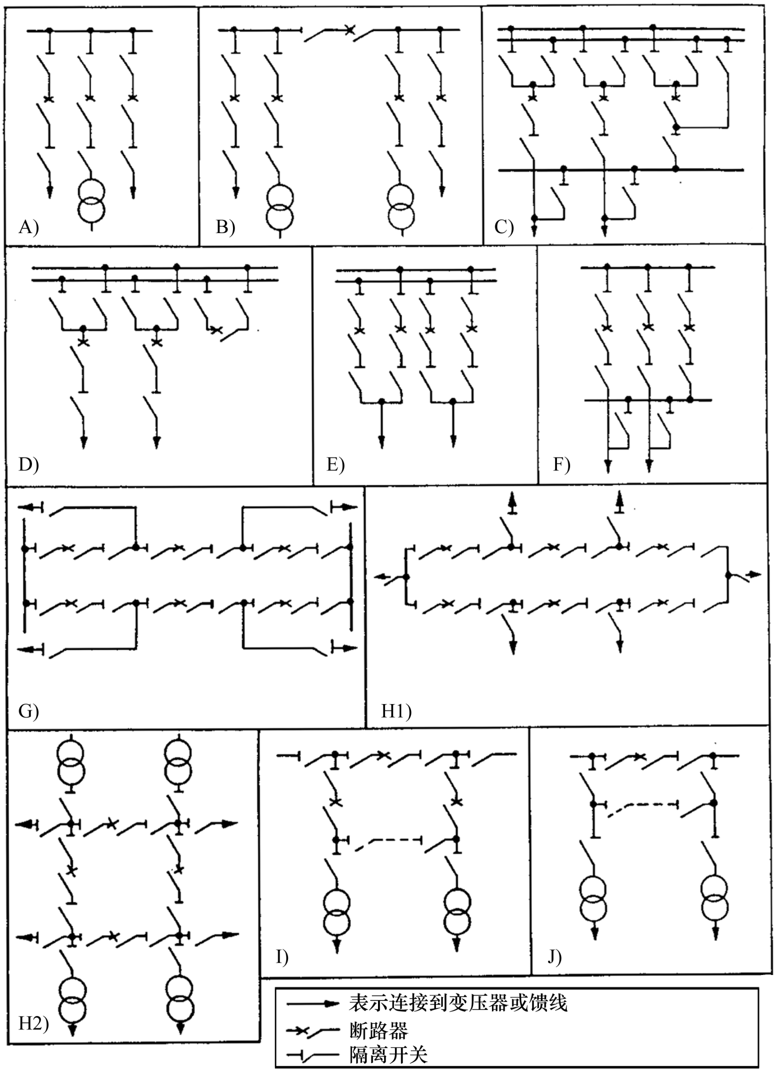


图 3.34　典型的传统变电站主要方案（来自 page 8 of the Cigré Technical Brochure 069，General guidelines for the design of outdoor AC Substations using FACTS controllers. Copyright Cigré）
注：标号 A ~ J 指不同的变电站一次设备拓扑，正如它们在 Cigré 报告中所采用的一样。

对于二次设备（用于保护、控制、测量和监测），典型的方案也一直在采用，但在这里我们更多是看到新的概念和逻辑的发展。二次设备的典型设计理念包括采用不同原理、制造厂家和独立系统用于控制、测量、监测、数据采集和运行等实现对输电系统的冗余保护。在配电网，馈线层面的集成保护和控制是一个通用的解决方案。通常可以说，用于二次设备的理念是以一次系统设计以及电力部门希望控制、保护和监测这些系统的方式为基础的。

通常，已有或传统的变电站采用标准的设计程序，利用高压开关结合铜芯电缆方

式实现一次和二次设备间所有接口。

在变电站中应用的几种不同类型电路有：①模拟电路（电流和电压）；②数字电路——保护和控制信号；③直流和交流电源。

一个典型的传统变电站设计如图 3.35 所示。

通常在设计、安装、调试、试验和检修时需要大量不同长度和规格的电缆，与变电站的规模、开关器件的位置以及保护控制系统复杂性有关。

一个传统变电站有多重的与保护、控制、监测或者其他设备相关的互感器和断路器，它们均从开关场连接到带有单独设备控制盘的控制室。

这些电缆被裁剪成特定的长度并捆绑在一起，这样使得以后任何修改都非常耗费人力。这种情况在电缆绝缘已经开始老化的旧变电站的翻新过程中尤其如此。

由于存在大量的铜芯电缆，而且在不同设备间接口需要覆盖较长距离，使其暴露在电磁暂态的冲击中，也存在由于设备故障或其他事件造成其损坏的可能性。

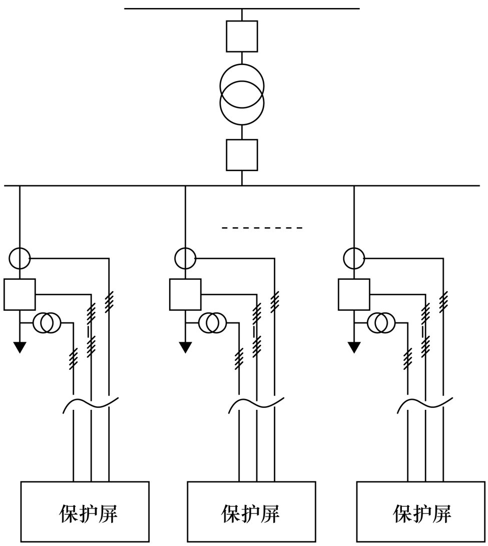


图 3.35　典型的传统变电站设计(来自 Apostolov, A. and Janssen, M., IEC 61850 Impact on Substation Design, paper number 0633. © Copyright 2008 IEEE)

传统变电站的设计在选择互感器和保护设备及其相互间的连接时，需要考虑电缆的电阻。CT 饱和的问题对于继电保护在最严重故障情况下的动作特性特别重要。此外，VT 的铁磁谐振对于保护与控制系统的正确动作也是必须考虑的。

变电站中电缆的故障可导致保护或者其他设备的误动作，这是一种有代表性的安全问题。另外，CT 回路断线，特别是发生在一次线圈充电过程中，可造成严重的安全问题，因为此时二次侧感应的电动势足以造成人身伤害和设备绝缘破坏。

上述的讨论肯定没有列出传统变电站设计中需要考虑的所有问题，只是提供了一些例子，有助于更好地理解在变电站中 IEC61850 所带来的影响。

为了充分利用新技术，必须要先理解它能带来什么。这一章的下一部分将简要说明给变电站设计带来最重要冲击的一些关键概念。

3.3.7.2　IEC61850 变电站层次结构

在智能电网环境下，信息的可用性以及信息的获取是关键。类似于 IEC61850 的标准允许对可用信息进行定义，并通过标准化的方式获取这些信息。

用于电力系统自动化的 IEC61850 通信网络和系统允许引入一些新设计，用于各种功能，包括站内和站外的保护。功能集成的程度和基于通信解决方案的灵活性给各级

电力系统带来成本上的极大优势。通过采用通信连接代替硬连线接口，这些功能集成不仅影响了变电站的设计，也影响了变电站内几乎所有的元件和/或系统，如保护、监测与控制。此外，在高压设备和网络设计中，执行高压网络中的变电站主要功能所必需的开关设备的数目和位置可以重新考虑。采用来自于合并单元的 GOOSE 消息和采样值的高速点对点通信允许引入分布式和广域应用。另外，光纤局域网的使用引领了无铜芯电缆变电站的发展方向。⊖

只有对所存在的问题以及 IEC61850 有良好的理解，才可能实现变电站保护与控制系统不同解决方案的发展。IEC61850 建模方法支持从集中到分布功能的不同解决方案。后者是 IEC61850 的关键组成部分，使电力部门重新思考和优化他们的变电站设计。

基于 IEC61850 的集成保护与控制系统的功能可以局限于一个具体的一次设备（配电线路、变压器等），也可以考虑分布式和基于两个或多个 IED 间的变电站局域网通信。

考虑到变电站功能的可靠性、可用性和可维护性要求，很显然在传统的系统中大量主设备和后备设备需要安装和连接到变电站。那么，这些设备以及与它们接口的设备都必须经过试验和维修。

这些设备的接口要求很多是不同的。因此，人们研制了特定的多芯互感器，一方面能够顾及电能或者其他系统参数的精确测量，同时也为诸如保护等装置提供了一个很宽的动态测量范围。

随着 IEC61850 的引入，不同的接口已经被定义用于变电站应用程序，它们采用专用或者共享的物理连接——物理设备间的通信连接。不同物理设备间的功能分配定义了物理接口的要求，在有些情况下执行这些功能可能需要一个以上的物理局域网，或者需要在同一个物理构架上应用多个虚拟网络。

变电站功能可分布在变电站功能层次结构的相同或者不同层次的 IED 之间，可同时存在于站层、间隔层或者过程层，如图 3.36 所示。

利用下面所述的基于 IEC61850 的通信，集成的变电站保护与控制系统可以获得功能上的重大改进，并大幅度节省成本。

变电站的过程层是可望发生重大变化的典型例子。非传统互感器和/及带有基于 IEC618650-9-2 或者 IEC61850-9-2 LE 应用数字接口的传统互感器带来了这方面的改进，并有助于消除保护与测量 IED 间相互冲突的要求问题，也能够减轻一些与电流互感器（CT）和电压互感器（VT）相关的安全事故风险。

互感器（包括传统和非传统）与定义在 IEC61850 中的不同类型变电站保护、控制、监测和录波设备的接口是通过一个称为合并单元（Merging Unit，MU）的装置来实现的。IEC61850 中合并单元的定义如下：

合并单元：接口单元接受多个模拟 CT/VT 和开关量输入，产生多个时间同步的连续单相多点数字点对点输出，从而通过逻辑接口 4 和 5 提供数据通信。

合并单元有以下功能：①所有传感器的信号处理能力——传统和非传统的；②所

⊖ 这两个自然段与前文内容有重复，原文如此。——译者注

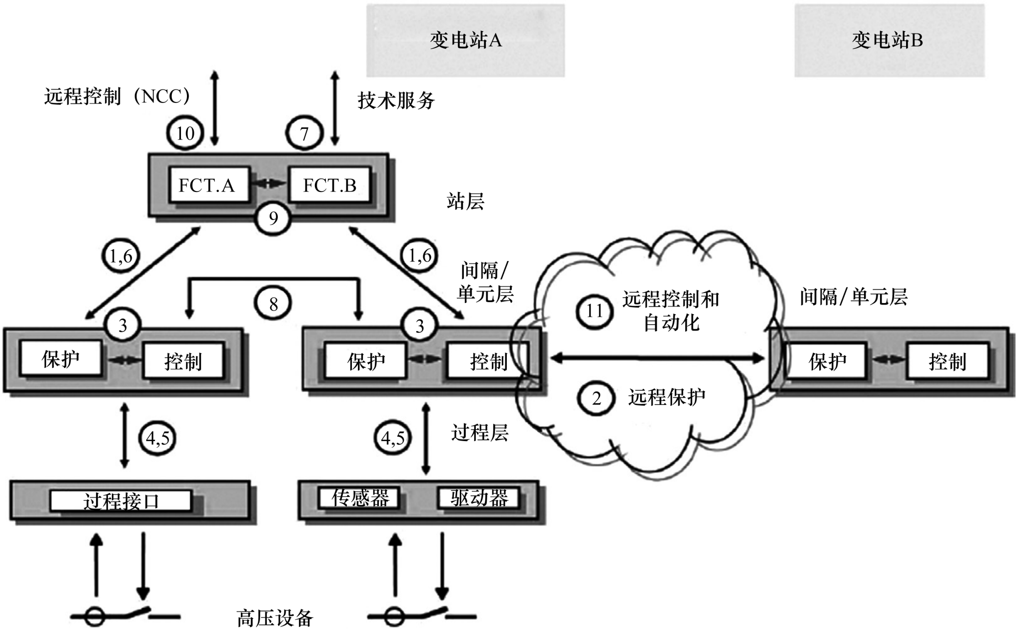


图 3. 36　IEC61850 中的逻辑接口（来自 IEC TR 61850-1，Copyright IEC）

有测量电气量的同步——三相电流和三相电压；③模拟量接口——高和低的信号；④数字量接口——IEC60044-8 或者 IEC61850-9-2。

为了允许系统能在现有或者新的变电站应用，能够同时与传统和非传统互感器连接是非常重要的。

由图 3. 37 可见，合并单元中有一个元件类似于传统保护或者多功能 IED 中的典型模拟量输入模块。其区别在于此时变电站局域网充当了输入模块和保护装置，或者设备功能之间的数字数据总线。它们位于不同的装置中，恰恰体现了典型的 IEC61850 功能的分布性。

依赖于变电站的特定要求，可以选择不同的通信架构，如后文所述。

3. 3. 7. 3　IEC61850 变电站架构

从适应现有的 IED 开始，IEC61850 正逐渐被应用，这样可以支持站层总线上新的通信标准，同时引入一些基于过程层总线优先的解决方案。

3. 3. 7. 4　基于站层总线的架构

基于站层总线架构的功能层次如图 3. 38 所示。它代表了 IEC61850 结合传统技术和设计的部分实现，以及带来了 IEC61850 的一些技术优势。

在功能层次底层的 IED（保护、控制、监测和录波）的电流和电压输入仍采用传统方式，通过铜芯电缆连接到变电站互感器的二次侧。

然而，与传统的硬线连接系统相比，上述的结构确实拥有很明显的优点。它允许设计和实现不同保护方案，这些方案在传统系统中需要大量交叉的开关量输入和输出

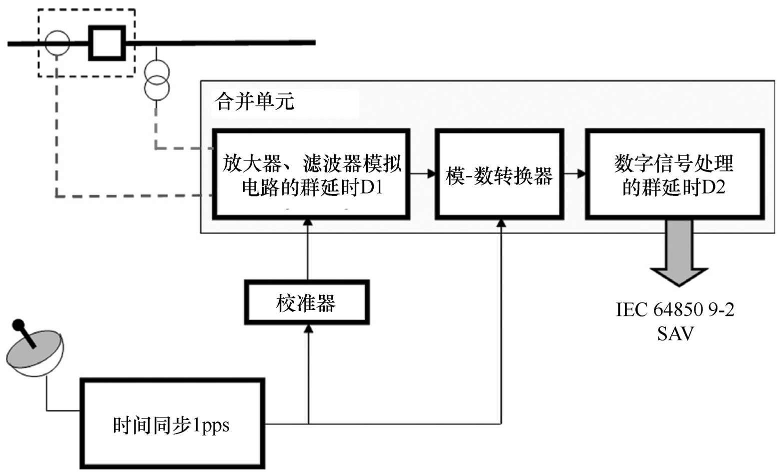


图 3.37　合并单元的概念（来自 Apostolov，A. and Janssen，M.，IEC61850 Impact on Substation Design，Paper number 0633. © Copyright 2008 IEEE）

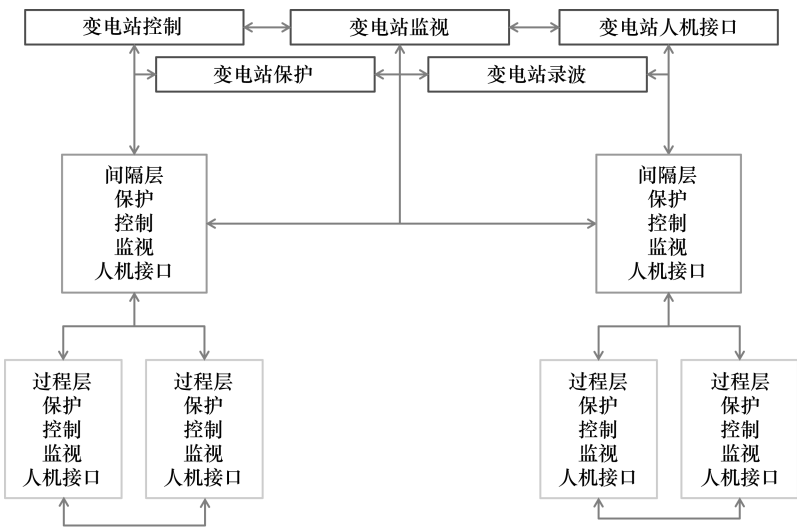


图 3.38　变电站总线的功能结构（© Copyright 2012 Marco Janssen. All rights reserved）

电缆才能实现。这对于大型变电站特别重要，在这样的变电站中，同一条中压母线连接了多条馈电线路，在保护 IED 中可用的继电器输入和输出端口的数目可能是保护方案应用的限制因素。这些保护方案的典型例子包括基于过电流闭锁原理的分布式母线保护、断路器失灵保护、加速跳闸方案或者交感式跳闸保护。

检测出馈线故障的保护通过站总线发送一个 GOOSE 信息给连接到配电母线上的所有其他保护，表明它已经发出一个跳闸命令清除故障。这对于母线上所有其他保护而

言可看作是一个闭锁信号。这种方案的实现，只需同一配电母线上的馈线保护都订阅了接收来自同一母线上所有其他 IED 的 GOOSE 消息即可。

为了确保基于 GOOSE 方案的可靠性，可以通过在延长时间间隔中让消息重复达到用户定义次数的方法来实现。那么，最后的状态不断地被重复直到一个新的状态变化出现而发出一个新的 GOOSE 信息，如图 3.39 所示。

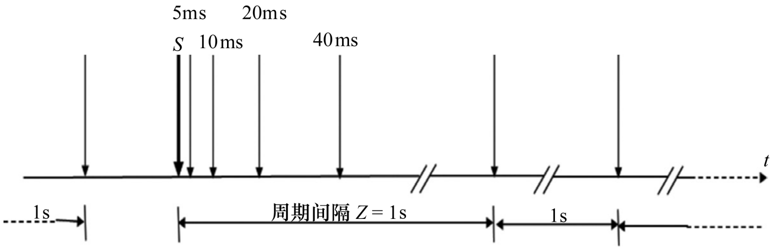


图 3.39　GOOSE 消息重复机制（来自 IEC TR 61850，Copyright IEC）

消息重复机制不仅减少了一个订阅了该消息的保护丢失消息的风险，同时也提供了一种用于连续监测分布式保护应用中相关保护间的虚拟连接的方式。一个保护装置或者通信中的任何问题都将在最大重复时间间隔内被检测到，并发出一个告警信号，并采取相应的解决措施。这对于传统的硬线连接方案是不可能的，它们的连线或者保护装置输入和输出的问题只有通过定期检修才能发现。

利用 GOOSE 信息实现分布式功能的一个关键要求是总的方案实施时间接近或者优于传统硬线连接方案所需的时间。如果我们分析类似于断路器失灵保护这样一个关键保护运行时间的不同决定因素时，可以很清楚地发现它需要通过一个继电器的输出端连接到继电器的输入端，以触发断路器失灵保护。继电器输出一般有 3～4ms 的运行时间，而通常输入端也存在一些滤波环节，这样可以避免这一关键功能被误触发。

因此，在一个传统方案中，信息通过简单硬连线接口的时间，也就是两个功能间的切换时间，将需要 0.5～0.75 个周波——这比基于 IEC61850 系统中关键保护应用所规定的 0.25 个周波的时间要长。

基于 GOOSE 解决方案的另一个重要优点是改善了保护和控制方案的灵活性。对传统的电缆接线进行改动是非常耗费人力和时间的，而改变由 IEC61850 点对点通信所提供的虚拟接线则只需要利用基于变电站配置语言（Substation Configuration Language，SCL）的工程工具在系统配置上进行改动。

3.3.7.5　站层和过程总线架构

如果同时采用站层和过程总线，则新的通信标准中能够获取的所有特性都能够充分利用。图 3.40 给出了这样一个系统的功能分层结构。

基于 IEC61850 通信的分布式应用涉及几台连接到一个变电站局域网的不同装置。合并单元将处理传感器的输入，生成三相和零序的电流与电压的采样值，格式化一个通信消息，然后将其通过变电站局域网多点传送，使其能够被所有需要利用它执行相

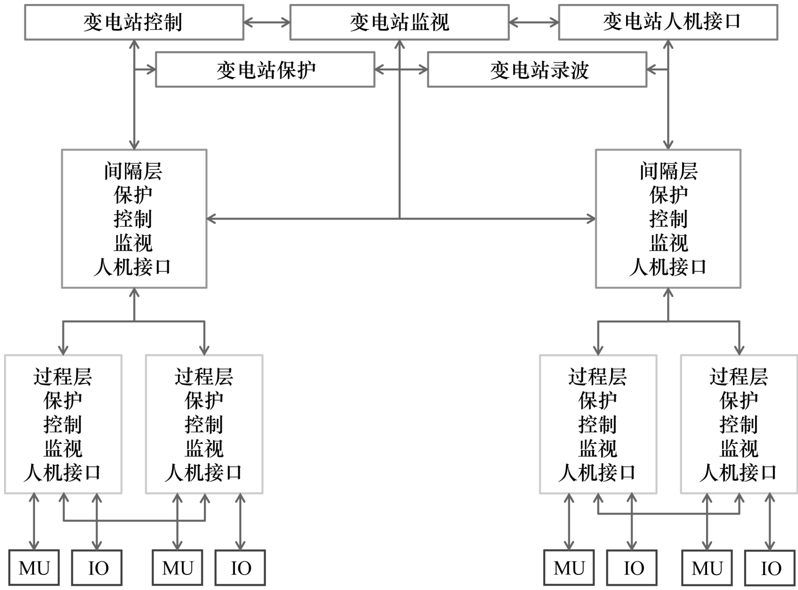


图 3.40 站层和过程总线的功能结构（© Copyright 2012 Marco Janssen. All rights reserved）

关功能的 IED 接收并使用。这里的“一对多”原理类似于 GOOSE 信息的发布。由于它不仅能够去除电流、电压互感器的电缆连线，还支持在后续阶段增加利用采样值的新想法和新应用，此时只需简单的订阅接收相同的采样数据流。

对于其他的装置，输入输出单元（IOU）将处理状态量输入，产生状态量数据，格式化一个通信消息，然后通过 GOOSE 信息将其通过变电站局域网多点传送。

所有的多功能 IED 将接收采样值消息和二进制的状态量消息。那些订阅了这些数据的 IED 将处理这些数据，进行决策和动作，通过发出另一个 GOOSE 消息去跳开断路器，或者执行任何其他所需的操作。

图 3.41 给出了完全实施 IEC61850 的简化通信架构。用于过程总线和变电站总线的交换器数目可以超过一台，主要取决于变电站的规模以及可靠性、可用率和可维护性的要求。

图 3.42 说明了当 IEC61850 完全实施时变电站的设计将如何发生改变。用于装置间模拟和数字信号交换的所有铜芯电缆被基于光纤的通信信息所取代。如果不考虑变电站电池和 IED 或者断路器之间的直流电路，变电站就实现了无电缆化。然后，我们甚至可以更进一步，把多条馈线所需的全部功能集合到一个多功能装置中，这样可以大大减少单个 IED 的数目。当然相反的情况也是可能的。既然所有的信息都能在通信母线上获取，我们可以选择实现相对简单或者甚至是单一功能的装置，这些装置将在网络上共享它们的信息，如此一来，一个分布式功能就产生了。

站层和过程层总线应用的下一步可能是开关场的优化。为了使变电站中的保护、控制和监测功能正常运行，一些互感器必须装设在高电压设备中。然而，当有能力通

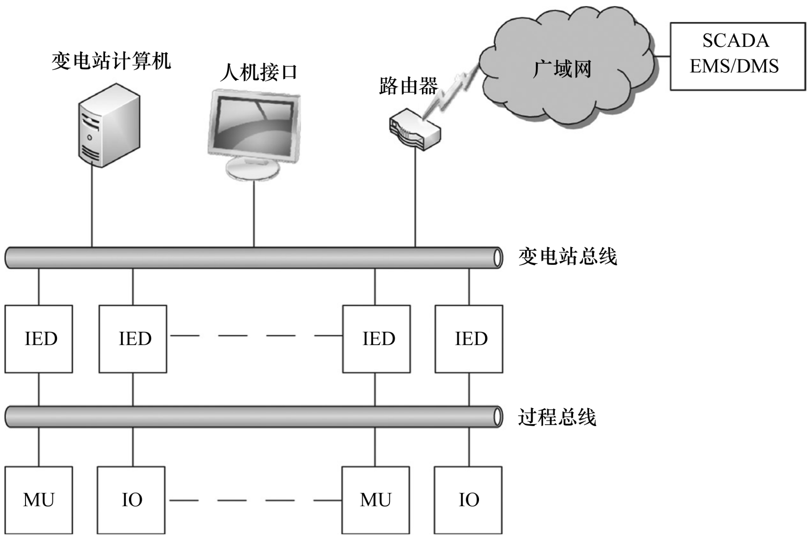


图 3.41　过程总线和站总线的通信结构（© Copyright 2012 Marco Janssen. All rights reserved）

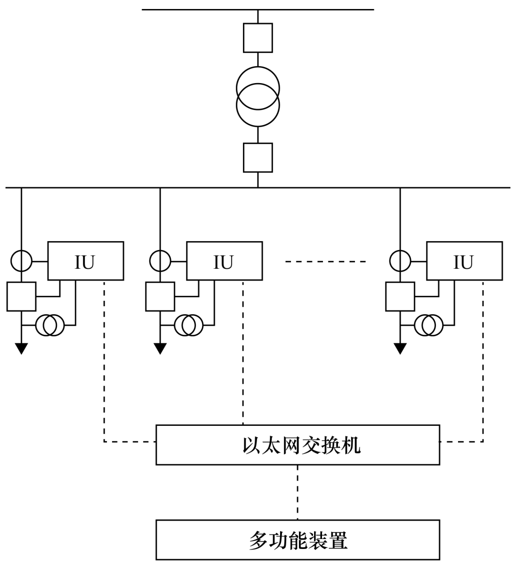


图 3.42　变电站设计的替代方案（来自 Apostolov, A. and Janssen, M., IEC 61850 Impact on Substation Design, paper number 0633. © Copyright 2008 IEEE）

过局域网以采样值的形式发送电压和电流测量值时，去掉其中一些互感器是完全有可能的。一个例子是距离保护所需的电压测量。传统的电压互感器（VT）安装在每一条馈线上。而且如果 VT 被安装在母线上，电压测量值可以通过局域网传递给每一个需要这些测量值的功能。这些理念并不是新的，已经在传统变电站中有应用。但是，在传统变电站中需要大量的（长）电缆和一些附加继电器，这样限制了甚至抵消了减少电压互感器所带来的好处。

基于过程总线的应用相对于传统的硬线模拟电路具有重要的优点。第一个非常重要的优点是由于大量铜芯电缆被少量光缆取代而带来的系统费用上的大幅减少。

采用过程总线也可以实际上消除传统电流互感器（CT）饱和，这是由于消除了电流引线电阻的原因。由于合并单元电流输入的阻抗非常小，使得 CT 发生饱和以及所有与此相关的保护问题发生的可能性都变得非常低。由于非传统 CT 不采用感应电路传导电流，因此如果合并单元和过程总线结合非传统互感器的应用，则 CT 饱和问题

将被完全消除。

基于过程总线的解决方案还能通过消除电流回路开路这一主要安全问题来改善变电站的安全性。由于唯一的电流回路存在于 CT 二次侧和安装在其旁边上的合并单元输入端之间，因此电流回路发生开路的概率非常小。如果采用光电互感器，则上述概率为零。

最后，但同样重要的是，过程总线改善了保护、监测和控制系统的灵活性。由于担心开路，电流回路不允许轻易地进行切换，这样使得母线差动保护以及一些后备保护的应用变得更复杂。这对于过程总线则不是一个问题，因为任何的变化都只需要对通过 IEC61850-9-2 协议接收采样模拟值的保护 IED 的订阅内容进行修改即可。

3.3.8 变电站在智能电网中的角色

智能电网中的变电站，除了基本的保护和传统的自动化方案外，还将带来分布式功能和通信结构的复杂性、更高级的局部分析和数据管理。这里存在一个智能化的迁移，从能量管理和配电管理系统层面上传统的集中式功能和决策到变电站，以加强输配电系统的可靠性、安全性和响应能力。而整个企业系统的应用将变得更先进，能够协调变电站分布智能与现场馈线，以确保可控区域和全系统的协调与效率。

由于电网中整合了相对大规模的新型发电和有功负荷技术，给电源的可靠性和安全性带来实时系统控制和运行的挑战。这些挑战如果不能正确处理，将导致服务水平的降低，资产使用寿命的缩短和意外的电网事故，将对电网公司的商业运作财务绩效和公关形象造成冲击。如果能够高效地应对这些挑战，电网公司将能够利用优化的解决方案实现先进技术投资回报的最大化。为了满足这些需求，一些挑战必须要处理：①将会遇到非常多的运行紧急情况，这区别于“系统跟设计一样”的预期；②高渗透率的间歇性可再生和分布式能源，以及它们有限的可控和可调度特性；③电能质量问题（电压和频率变化）不能通过传统方法容易地处理；④高度分布、先进控制和运行逻辑；⑤对快速干扰的响应缓慢；⑥发电和需求模式的波动性以及批发市场需求的弹性；⑦由于可再生和分布式电源的间歇性特性，先进保护方案对于快速动作行为改变的自适应性。

此外，随着智能电网的广泛部署，将有大量与广域电网相关的新的运行和非运行设备与技术。这众多的设备包括智能仪表，先进的监测、保护、控制与自动化装置，电动汽车充电器，可调度和不可调度的分布式电源，储能装置，等等。这些设备的高效和实时管理与技术支持给电网的运行和维护带来巨大的挑战。为了高效地应对这些挑战，对于工程师而言，在设计和运行电网时必须在脑子里有确保整个系统稳定性和完整性这样的解决方案。一个智能电网解决方案，从现场设备到电力企业控制室，利用了智能传感器和监测，先进的电网分析、运行和非运行应用，对比分析与可视化技术，能够实现广域和实时异常运行检测和系统健康度预测。这些将考虑到了改进的决策能力、电能质量和可靠性。一个完整的方法也将有助于改善情景感知、边界压力评价和堵塞管理，以及推荐正确的措施，有效地管理新的替代电源的高渗透性，使整个电网的稳定性达到最高水平。

后面总结了一些可预期的智能变电站的改变。

3.3.8.1　工程与设计

未来的变电站设计将由现有的和新的成熟技术及标准所驱动，还包括了与现有理念不同的新方法。下一代变电站的设计要求将以业主的总成本为基础，其目标应该是在保持相同技术性能条件下实现成本的降低，或者在确保正的成本收益率条件下实现技术性能的改善。出于以上考虑，智能变电站设计可能采取的形式有：①通过替换传统的设备去改造现有的变电站，从而使维持连续供电服务受到的影响最小；②采用最新的现成技术开展新的变电站设计；③新建变电站设计综合考虑能源市场参与、利润优化和系统运行风险降低。

设计下一代变电站要求对变电站一次和二次设备，以及变电站在电网、地区和用户中的作用具有良好的认识。用于监测和控制的信息将从模拟量变成数字量，而新型传感器的出现，例如非常规电流和电压互感器，将要求工程和设计过程的注意力从输配电网络转移到变电站信息和通信架构上。这将要求对变电站的通信网络、数据存储和数据交换需求有更好的理解。和用在其他过程或者高时效性工业的其他通信网络一样，冗余性、安全性和带宽是设计过程的重要组成部分。智能变电站应能满足电力企业需求的特定协议，从而确保保护、监测、控制和数据采集装置的互连性和互操作性。解决这些挑战的一个办法是修改工程和设计文档，使其包括详细的通信原理图和逻辑图，对这些虚拟电路和数据通信通路进行描述。

3.3.8.2　通信基础设施

信息处理技术的进步已经成为具有保护、监测和控制装置成本效益数字化的更为智能的变电站的主要推动者。变电站装置的数字化还能够增加控制和自动化功能，以及由此带来的变电站实时运行和非运行数据的更大范围应用。可供利用的大量数据已经推动了对更高速通信的需求，包括站内通信、变电站和馈线设备间的通信以及变电站到 SCADA 系统和其他企业级应用（如停电管理和资产管理）的上游通信。其关键是过滤和处理这些数据，使得输变电系统中的有用数据能够及时被适当的数据用户获取，如用于运行、规划、资产维护和其他企业级应用。

智能电网的核心是设计和部署连接中央控制室到变电站、智能网络设备和终端用户计量表计之间的双向通信系统。这些通信系统作为智能电网的神经系统，是最重要的。这些通信系统将采用各种各样的最有可能应用在同一个企业的技术，包括无线、射频和电力线宽带。管理这些通信网络对于很多企业而言将是全新的任务，同时颇具挑战性，它将要求新的工程和资产管理应用。对于现场通信、应用程序接口和用户访问将要求更高的安全性。一个先进的 EMS 和 DMS 将包括数据安全服务，以确保与现场装置的通信，以及和其他应用程序数据交换的安全性。基于 IP 通信协议的使用将允许企业利用市场上能买到的具有开放标准的解决方案，用于网络和接口通信的安全性。

IEC61850 将极大地改善装置间通信的方式。供应商和企业首次就一个国际通信标准达成一致。这将使多个供应商设备间的互操作性以一种无缝连接的方式达到了一个前所未有的层次。IEC61850 支持客户端/服务器通信和点对点通信。IEC 过程总线将能

够与下一代智能传感器通信。IEC61850 的自我描述特性将大大减少配置成本，而互操作的工程过程则考虑了跨平台解决方案的重新使用。再者，由于对所有设备采用单一的标准，培训、工程应用和调试的成本将大大减少。

3.3.8.3 运行与维护

具有智能装置的先进变电站运行和维护的挑战通常是所有相关人员必须接受的问题，这是管理过程改变的关键内容。智能变电站数据量增加的同时也增加了系统运行人员为了改善输配电网络控制和响应系统事件所能获取的信息量。变电站中先进的数据集成和自动化应用程序将能够对变化着的网络条件以及时间提供一个更快的响应，从而减轻了系统运行人员的负担，特别是在多重事件或者大的系统事件发生期间。例如，当一条配电线路发生故障后，传统的做法是向运行人员发出闭锁警报，同时伴随着相关的低电压和故障通道指示，以及电池报警等，然后让运行人员采集数据、开展诊断并且给出一个恢复策略；取而代之的做法则是应用程序将通知运行人员一个故障已经发生，而该地区的故障分析和故障恢复正在进行中。应用程序系统将利用可获取的信息分析故障范围，跟踪当前的网络模型，识别当前相关的安全文档、运行限制和敏感用户，以及利用现场数据进行故障定位。主系统自动运行潮流分析以判别当前负荷、可用容量和可能的薄弱环节，并且利用这些信息提出一个恢复策略。系统将尝试隔离故障，并且通过安全负荷转移最大限度恢复用户用电，这可能涉及多级馈线重构，以避免相邻支路的级联过负荷。一旦重构完成，系统将提醒运行人员处理结果，甚至能自动地调配最合适的工作人员到确定的故障区域。

3.3.8.4 企业集成

企业集成是智能电网体系结构的一个必要组成部分。为了增加一个集成的智能电网解决方案的价值，智能变电站需要与大量其他应用程序连接和共享数据。例如，建立在具有覆盖整个配电系统的广泛通信的高级量测体系基础上，并且从电能传输的用户点获取运行数据（如电压、功率因数和网损等），有助于改善停电管理和变电站层面的局部无功控制实现。更多的变电站可用数据也将允许对配电系统进行更精确的建模和实时分析，并且使其能够运行优化算法，以降低峰值负荷，从而推迟输电和配电资产的投资。通过收集和分析非运行数据（如关键资产性能信息），可以采用复杂的计算机模型去评估变电站设备当前的性能，并预测其可能的故障。这一过程结合其他运行系统（如移动劳动力管理），将大大改变输配电系统的检修体制。

3.3.8.5 试验与调试

对新一代变电站进行调试的挑战在于，传统的试验程序不能够充分地测试虚拟环境。解决这一挑战的最好办法是用一套系统测试方法，各项功能作为虚拟系统的一部分首尾相接地进行测试。这允许有目的地测量和验证控制系统的性能和动作行为。显著的变化也出现在变电站间的相互作用区域、自动化数据库管理以及配置成本的降低方面。而协调变电站 IEC61850 协议标准、EPRI 的 CIM 模型以及企业服务总线 IEC61968 标准的工作正在进行中。汇集这些标准可以通过即插即用的兼容性和数据库的自我描述大大降低配置和维护一个主站的费用。

3.4 输电系统

输电系统是电力企业中的大容量功率传输系统，它们每天传输数百万兆瓦的电能。由于输电系统变得更加复杂，互联性更强，也为更多的可再生能源提供电力传输服务，对于智能电网输电层面的关注也不断增加。有一些监测和控制技术用于确保电网输电层面的高效运行、安全性和可靠性，它们对于任何智能电网的部署也是关键的。然而，一些用于输电系统的智能电网技术可能采取前瞻性的行为去自动控制电网，并且对它们的连接点产生局部影响；而其他的技术则完全是涉及输电系统自身的，可能是精确地控制电能从一个地点传输到负荷中心。这些智能系统能够提供动态的控制用于潮流以及一个稳定电网的很多其他方面，包括电压、无功功率、频率等。

3.4.1 能量管理系统

Jay Giri，Thomas Morris

3.4.1.1 能量管理系统的历史

让电网运行在额定频率附近，没有造成负荷和发电的意外丢失，通常被称为保持电力完整性，或者“正常的同步运行状态”。首个用于维持电网完整性的集中控制中心建于 20 世纪 50 年代。

控制中心采用的软件和硬件系统被总称为能量管理系统（Energy Management System，EMS）。基于集中的命令和控制模式，EMS 经历了 60 年的发展，采用了计算机自动化，已经变成非常庞大而复杂的系统。但是，新的系统与最初的系统一样，都具有一个相同的任务——保持电力在任何时候的可用性。

EMS 监测和管理更高电压等级输电网的潮流。而配电管理系统（Distribution Management System，DMS）则监测和管理较低电压等级配电网的潮流。

电网状态的实时监测：在美国各地控制中心采用的第一个 EMS 应用被称为监控与数据采集（Supervisory Control And Data Acquisition，SCADA）系统。SCADA 系统允许电力系统运行人员在一个中心位置直观地监测电网状态，当检测到不利情况时通过 SCADA 系统采取远程控制和修复行为。初始的 SCADA 系统是硬连线模拟系统。

维持系统频率：在控制中心实现的另一个功能是负荷频率控制（Load Frequency Control，LFC）。LFC 的目标是当负荷变化时通过相应地改变发电机出力而自动地保持系统频率。在 LFC 的早期应用中，控制中心的运行人员直观地监视系统频率的测量值，然后通过模拟连线通信或者打电话给电厂运行人员的方式将出力变化信息周期性地传递给发电机组，从而保持发电机组出力接近系统负荷需求。后来，随着模拟系统向数字化的过渡，LFC 成为首个自动化应用，以协助控制中心运行人员保持电力在任何时候的可用性。

与邻近地区共享电力：系统监视和控制的下一个进步是与相邻的电力网互联，通过紧急情况下的电力支援提供整个电网的可靠性，以及正常运行情况下交换更为廉价的电力。

现代控制中心： 图 3.43 显示了构成现代控制中心整套实时和离线功能。

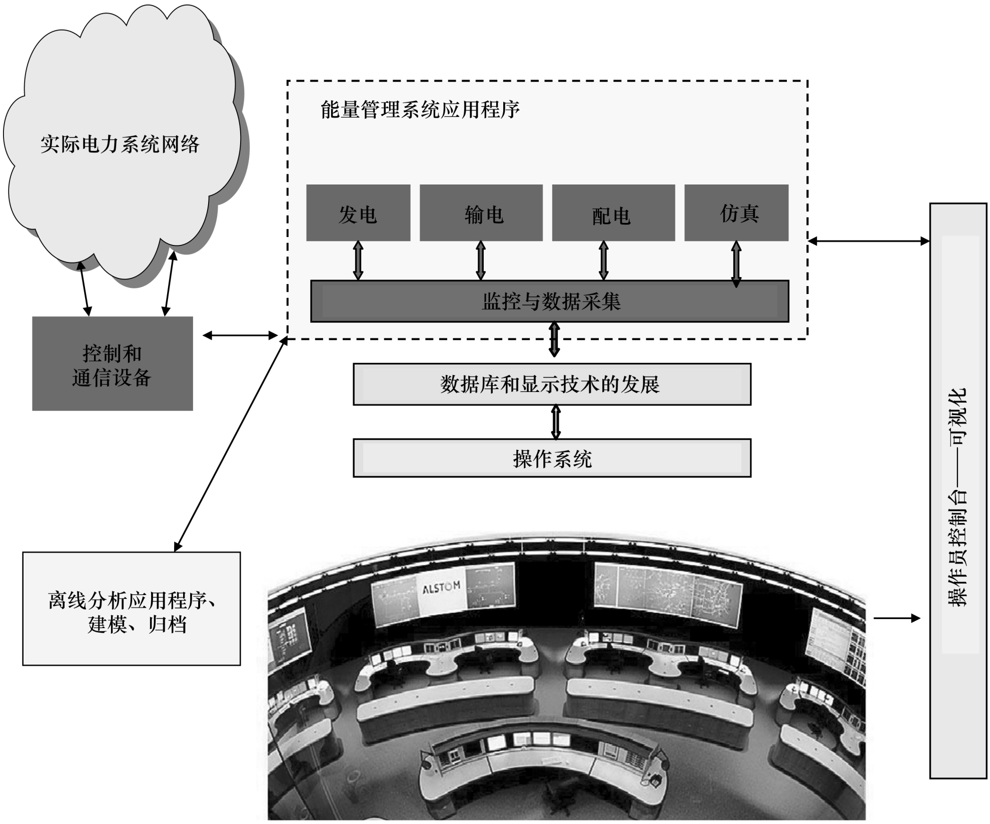


图 3.43 控制中心应用概览（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

3.4.1.2 当前的能量管理系统技术

美国的电网被划分为超过 3000 个供电区域，分别负责对各自电网进行管理。

在美国大部分高压输电网的变电站都安装有各种传感器和表计，以监测电网实时运行状态，同时远程操作输电设备（如断路器和变压器分抽头）。不到 25% 的配电变电站具有远程监测和控制能力，而到了终端用户则一点都不采用上述技术。然而，随着技术的进步和监测与控制装置费用的降低，这种情况正在发生变化。智能电网已经推动了智能住宅计量仪表和其他技术应用的不断增加，这有助于通过 SCADA 系统增加输配电网络的可观测性。

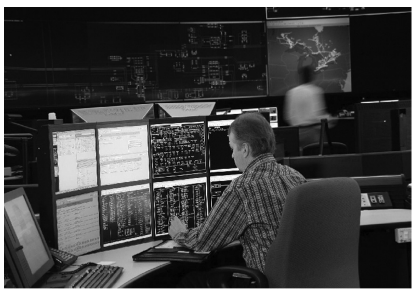


图 3.44 EMS 控制中心操作员控制台（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

图 3.44 显示了 EMS 控制中心典型一天的工作情况。在不同的显示器前面，运行人员使用控制台来监测和控制电网。控制中心由许多这样的

操作员控制台组成，还有安装在墙上的大屏幕或数字化显示屏以便鸟瞰整个系统。运行人员的职责是监视其操作台上的数据，与控制中心的其他运行人员协调，与电厂的运行人员协调，以及与邻近电力系统 EMS 的运行人员定期交换信息。大部分时间，电网是没有不利的情况，而相对平静的。但当一个扰动突然发生时，每一个运行人员都需要执行各自明确的任务，并与控制中心的其他运行人员协作，以便利用他们的集体专业知识去判断可能需要采取的具体行动，减轻扰动所带来的冲击。

3.4.1.3　智能电网能量管理系统的发展

3.4.1.3.1　与电网运行人员相关的可视化的发展

电网状态的实时可视化对于电网运行是必不可少的。

在 1965 年美国东北部和加拿大的大停电事故之后，事故报告的调查结果包括以下内容：控制中心应该配备显示和录波设备，为运行人员提供尽可能清晰的系统状态情景。其后全世界范围发生了更多不同规模的停电事故。而在几乎所有事故后的评估方案中，电网状态可视化的改善都被作为最重要的初步建议之一。

在 2003 年 8 月 14 日，北美电网发生了历史上最大的停电事故。随后，大量工业界的专家聚集在一起组成了一个大停电事故调查组。调查组的首要目标之一是进行深入的事后分析，以确定事故的根本原因，更重要的是给出如何预防将来这类事件发生的建议。在事故报告（美国-加拿大，2004 年）中列出了 4 个根本原因：缺乏对系统的理解，缺乏态势感知（Situation Awareness，SA），缺乏及时巡线及相关伐树作业，以及缺乏可靠性协调员的诊断支持。这份报告突出了“态势感知”这个术语。

对于态势感知有几个定义。最简单的定义是，态势感知意味着持续掌握处于演化中的电网健康状态。其他定义包括“察知电力系统的当前状态以及对电网运行可能即将发生的冲击”和“对一定时空环境中元素感知、含义的理解和不久将来状态的映射”[1]。

对于电网运行而言，态势感知的一个基本方面是能够提取并精确地呈现出大量不断变化的电网状态所蕴含的信息。一个高级可视化框架（Advanced Visualization Framework，AVF）对于能够及时、快速地呈现实时状态是必不可少的。AVF 需要能高效地检索和向下获取数据，并发现额外的信息（如故障的精确定位）。更为重要的是，AVF 需要能确定和执行补救措施，减轻电网运行的风险。运行人员不仅仅只想知道现在存在的问题，或者若隐若现地即将出现的新问题。他们还想知道怎么去解决问题。

在过去的 10 年，已经研制出很多可视化的产品。这些包括 Powerworld[2]、RT-DMS[3]、Space-Time Insight 等。

下面就是当前 ALSTOM 公司相关可视化技术的实例。

人们经常提到的一个关于人类极限的理论被称为“7 ± 2 法则”[4]。米勒发现，人类只有有限的能力将一定数目的信息项或者“块”保存在他们大脑的工作内存里。因此，随着汇集到控制中心的数据容量不断增加，人们必须时刻意识到，这些信息中实际上有助于运行人员分析的数据是有极限的。按照米勒的理论，运行人员通常仅仅能

够处理 5~9 个这样的信息块。传统显示技术的极限在于它们解决问题是通过汇集数据，然后允许运行人员向下取数据了解详情。这是一个耗时且花费高昂的过程[5]。

将不断增长、大量涌入控制中心的数据转换成有用的、小块的、容易理解的数据颇具挑战。因此，“转换大量电网数据成为有用信息并且将其显示在显示屏上”已经成了所有用于电网运行的态势感知技术最近发展的基本目标。

常言道，“一幅画胜过一千字”。更重要的是，正确的图片抵得上上百万个字！这意味着向运行人员提供大量数据的简洁描述是有意义的，而提供能够引起运行人员立即注意的数据描述则是极为有意义的！一个先进的、智能态势感知的目标是提供当前电力系统状态中需要迅速处理的及时信息。

形成一幅“正确图画”的方式应围绕着运行人员目标组织可视化呈现。也就是说需要明确，什么是运行人员正在探寻的任务结果？需要创建典型用例来记录一个运行人员为了达到一个确定的目标而所采取的具体措施。这些用例能够用于发展高效的数据导航能力，以快速地从接收到的告警信号转换到正确的分析画面，然后确定合适的措施。

这些就是对当今先进可视化和态势感知能力发展的要求。态势感知能力得到不断的发展和增强，有助于改善电网运行。图 3.45 显示了在过去几十年态势感知随着分析工具的发展以及在不久的将来所能预见的变化。

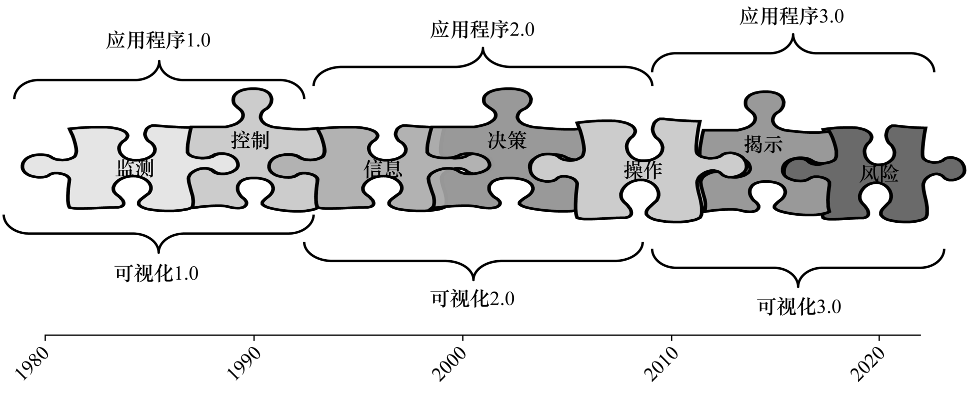


图 3.45　EMS 的态势感知能力的发展（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

第一代可视化和应用软件重点在于监测和控制，它们是在 20 世纪 80、90 年代发展起来的。第二代则致力于从数据中生成辅助决策的数据，以便采取正确的措施，它们是在最近 20 年发展起来且正在全世界许多控制中心中运行。可以预见，第三代是致力于发展基于实时测量、用于揭示与电网完整性相关的风险的技术。这一代技术可能关注随机分析以及启发式和智能系统，用于发展先进的风险管理、控制程序及可视化能力。持续的技术进步将有助于这些技术的发展，如同步测量及附带快速动作的亚秒级控制等。

3.4.1.3.2　决策支持系统

目前，大部分控制中心运行人员对电网状态做出的决策本质上是被动反应的。当前的信息加上一些最近的历史数据被用于被动地对当前状态和脆弱度进行评估。运行人员将根据个人经验以及预测调度计划，从当前状态推算并假定未来的状态。

协助运行人员决策相关技术的下一步目标是预防性的。一旦对于做反应式决策的能力有信心时，当一个确定的事故或者干扰将要发生时，运行人员需要依赖假设分析工具做出预防不利状态出现的决策。因此，重点从问题分析（被动式的）转移到了决策（预防性的）。

可以预见电力工业界的下一步趋势是发展预测性决策，而在未来则将是主动式决策。这些类型的决策过程是决策支持系统（Decision Support System，DSS）的基础。决策支持系统对于处理更加复杂和具有更多发电和负荷类型的智能电网运行将是必不可少的。决策支持系统将采用更精确的预测信息和更先进的分析工具，能够更准确地预测系统状态，并采用假设分析场景来在当前采取措施防止将来可能发生的问题。决策支持系统的组成部分包括：①高级可视化框架；②电网的地理空间显示；③按需产生的动态仪表盘；④结合多来源数据的整体显示；⑤用于提高工效的用例分析；⑥先进、快速的报警系统；⑦快速确定问题来源的根源分析；⑧给出补救措施建议的诊断工具；⑨预测系统临近状态的超前分析。

图 3.46 是一个超前分析工具的基本框架。超前分析可以有助于运行人员做出预防性决策，避免潜在的问题。基于负荷预测和发电计划等信息，当前系统状态被用于计算可预期的系统未来状态，以确定系统未来的状态是否安全。图中所描绘的是如果预期一个问题即将出现，运行人员将预先确定和采取措施以避免问题的发生。

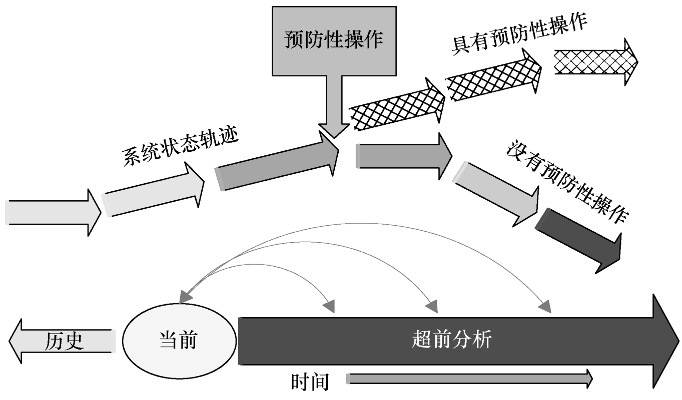


图 3.46　用于预防性控制的超前分析（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

图 3.47 是 ALSTOM 公司开发的用于电网决策支持的一个实例。它由一个 DSS 中央服务器和数据库组成。DSS 服务器提供信息给图板（用于广域可视化）和运行员工作站。用电力系统仿真器作为超前分析工具去预测电网即将出现的状态。这些超前数据结合传统的 EMS 的 SCADA 和状态估计数据，被显示在操作员的工作站上，以便及时协

助和改善运行人员的预防性决策。

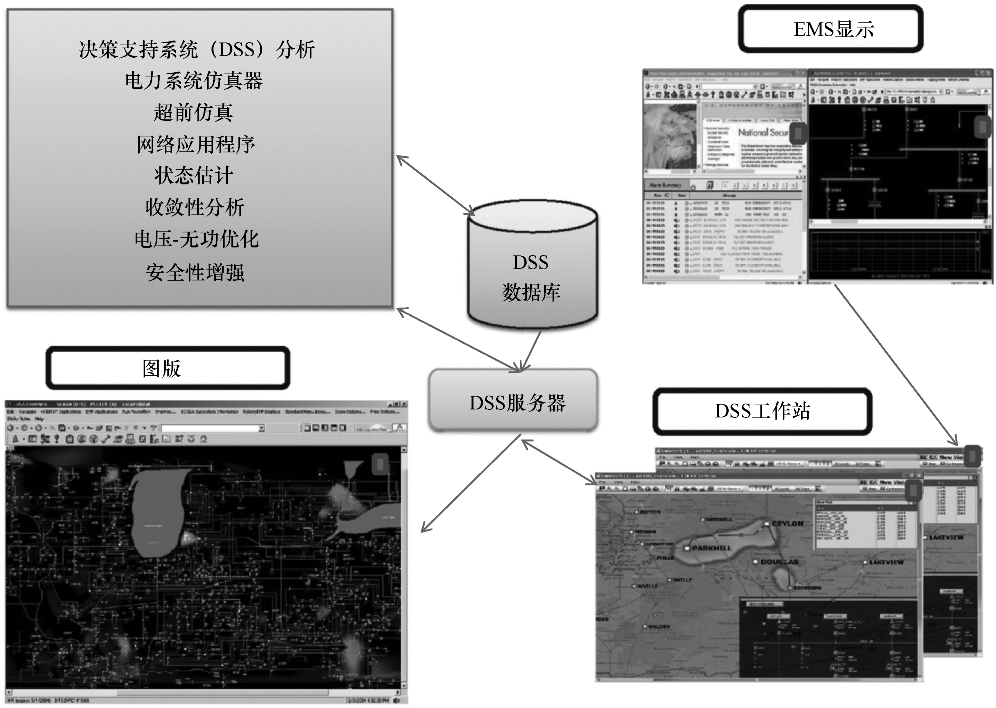


图 3.47 决策支持系统的实现案例（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

3.4.1.3.3 未来的控制中心

电网的自动化将向更加分散、智能和本地化控制的方向发展，这是智能电网在输电层面的设想。电网迫切希望向更加智能的输电系统发展，为此将采取很多形式的预防和补救措施：避免系统堵塞而使效率最大化和供电费用最小化，快速响应系统故障而保持向尽可能多的用户供电的能力，不一而足。这些目标不仅面向输电层面，也面向配电层面。

未来将可能看到更多的电源靠近负荷中心。住宅区将拥有自己的本地燃料电池，可向 20～30 个家庭供电。这将带来局部微网的出现，而尝试优化局部地区的效益。这将减少对于输电网从远方向人口密集负荷中心输送功率的依赖。随着可再生能源价格变得更有竞争力，诸如风电、太阳能以及可能的地热、潮汐和海洋能等形式的电源将不断发展。用户也将能够监视当前的电力价格，并利用一个智能决策方案决定是否要开动洗碗机。这将使供电部门的负荷需求曲线更加平坦，并且使发电调度变得更加可预测。

除了更多的本地发电外，可再生能源、越来越多的用户控制和新型量测技术将在世界范围内得到积极的应用。在亚秒级别实现的全球同步测量，如前面介绍的相量测量装置（PMU），已经在控制中心实际应用，能更早和更快地发现问题，并使得对电网

状态的评估更加容易。将要发展的新的控制中心应用采用这种新型的同步测量技术去进一步提高保持电网完整性的能力。这些应用也将能够以更快的速度确定电网的干扰、非计划事件和稳定性问题。

控制中心的应用程序和工具的持续发展将在推动智能输电网发展的舞台上扮演关键角色：广域测量和控制、拥塞缓解、功率传输效率和可靠性增加，以及系统层面的稳定性和安全性。

3.4.1.4　控制系统网络安全方面的考虑

3.4.1.4.1　引言

北美电力可靠性协会（NERC）的关键基础设施保护（Critical Infrastructure Protection，CIP）标准002-009[6]要求电力企业和其他相关部门将关键网络资产部署在确保网络安全的区域内。该安全区域必须经过脆弱性分析，采用访问控制技术，并且包括监视和记录该网络安全区域及相关周边设施状态的系统。联邦能源监管委员会（FERC）要求与大功率电力传输相关的部门必须遵守NERC的CIP标准。相应的规章制度在美国的配电领域并不存在。网络安全区域的界定最大限度降低了非法网络入侵的威胁。然而，在网络安全区域内部人为地对控制系统进行的访问仍然存在威胁，可能带来损害的人包括通过外部网络连接侵入到网络安全区域内部的黑客、不满的内部人员以及可能在网络安全区域周边范围内侵入到无线互联点的黑客。

SCADA系统远程监测和控制电网的物理资产，SCADA系统在输电和配电系统中则用于态势感知和控制。如今，SCADA系统通常连接到可能与互联网相连的公司内部网。SCADA通信协议（例如MODBUS、DNP3和Allen Bradley以太网工业协议）缺乏认证特性去验证网络流量的来源与存在时间。这种认证能力的缺乏为网络入侵者和不满的内部人员向SCADA系统注入错误数据和错误命令包的行为带来可能，他们既可以直接生产这样的信息包，也可以进行重复攻击。

随着能促进广域输电系统态势感知的PMU和相量数据集中器（Phasor Data Concentrator，PDC）的引入，现代电力系统的运行性能得到了提升。IEEE C37.118协议将PMU和PDC之间相量测量量传递给历史数据库和EMS。与MODBUS和DNP3类似，IEEE C37.118协议不包括一个加密的数字签名。依其身份，一个黑客或者不满的内部人员可能会将错误的同步相量数据注入一个输电控制系统网络而不被检测到。此外，IEEE C37.118协议包括用于配置PMU和PDC的命令框架。错误的命令框架也可能以与注入错误数据框架类似的形式而注入。

IEC61850是为了增加变电站中保护和控制设备［智能电子设备（IED）］间互操作性所发展的新协议栈中的一个。虽然一个独立的IEC建议[7]IEC62351指导用户如何保护一个IEC61850网络的安全，但IEC61850协议本身没有直接包含网络安全特性。IEC61850提供一些功能，如基于XML的标准化变电站配置语言（SCL），可用于描述和配置变电站保护和控制设备，也提供了用于电力系统元件的标准化数据命名规范。这些标准化大大简化了电力系统管理和配置，同时它也成为黑客可能加以利用的一个漏洞，因为它能最大限度降低黑客入侵电力系统的难度。IEC61850设备必须遵循

IEC62351 的推荐规则。

3.4.1.4.2 网络入侵的威胁

对于过程控制系统，主要有传感器测量注入、命令注入和拒绝服务三种网络入侵威胁。

传感器测量注入攻击将错误的传感器测量数据注入一个控制系统。既然控制系统在做出控制决策前依赖反馈控制回路，保护传感器测量的完整性是关键所在。传感器测量注入可以被攻击者利用去误导控制算法做出错误的决策。

命令注入攻击指的是向一个控制系统注入错误的控制命令。注入控制命令可分成两种情况：第一种情况是操作员监视控制系统并随时调整监控行为，如打开断路器，黑客可能尝试向一个控制系统网络注入错误的监控行为；第二种情况是远程终端装置（RTU）和 IED 保护、监视和控制电网的资产，保护和控制算法采取梯形逻辑、C 代码和寄存器形式去执行计算，并且保存关键控制参数，如参数上下限、比较和选通控制行为等。黑客可以采用命令注入攻击去覆盖梯形逻辑、C 代码以及远程终端寄存器定值。

拒绝服务攻击试图中断远程终端和主终端或者人机界面的通信连接。中断远程终端、主终端或者人机界面的通信连接影响到反馈控制环，从而使过程控制无法实现。拒绝服务攻击有很多形式。试图耗尽硬件或者软件资源使其不再响应就是一种常见的拒绝服务攻击。

3.4.1.4.3 隔离控制系统网络

控制系统应该与公司网络或者局域网隔离，以最大限度降低通过有线网络非法入侵的风险。一个公司中大部分雇员都使用公司网络，公司网络通常与互联网连接，有些利用 IEEE802.11 协议通过无线局域网进行连接。通常便携式的网络接入节点（如在公司网络不同位置接入的便捷式计算机）普遍允许使用电子邮箱，并且频繁地使用 U 盘。所有这些特性造成了网络安全的脆弱性，因此需要将控制系统从公司网络隔离开来。

与互联网的连接点是可能面对外部网络入侵的一个公共点。黑客通常使用端口扫描工具进行 TCP 和 UDP 服务的扫描。与此同时，端口扫描设备软件（如 NMAP[8]）能够以确定的 IP 地址范围为进攻目标找出 TCP 和 UDP 服务，识别服务守护程序的版本号及操作系统名称和版本号。有了这些信息，黑客可以在互联网上采用查表法找出攻击运行中特定操作系统平台的特定版本的网络服务的漏洞。这些漏洞通常能够使黑客躲开网络防护而入侵到公司网络中。

公司网络中无线局域网也是易受攻击的脆弱区域。IEEE802.11 标准包括了多个安全子标准，在标准的主体部分已经被攻陷的情况下，所有子标准都会遭受侵入攻击[9]。无线等效保密（WEP）标准在应用少于 60s 时是易受攻击的。无线接入保护标准中的 TKIP 部分也已经被打破。这些薄弱环节允许攻击者在一个接近公司网络的地方侵入到公司网络以便进行进一步的端口扫描、窃取和网络流量注入。

便捷式计算机这样的便携式网络接入节点通常在很多网络间切换。例如，一个公

司用户可能在家，在当地的咖啡店，或者在机场使用自己的便捷式计算机，然后将便捷式计算机连接到公司的互联网。家庭、咖啡店和机场网络这些外部网络通常没有强健的网络安全水平，从而给通过病毒和蠕虫向公司便捷式计算机注入键盘记录器和木马这类恶意软件提供了一个方便的渠道。当被木马和键盘记录器感染的便捷式计算机回到公司网络时，它可能给黑客提供了一个后门，使其能够通过入侵公司网络开展进一步的端口扫描、信息窃取和网络流量注入。

公司雇员几乎都有电子邮件登录账户。电子邮件是公司网络中感染计算机的一个很常见的渠道。黑客利用垃圾邮件传播包含木马和键盘记录器的病毒，这样就可能提供了一个入侵公司网络的后门，以便进一步的端口扫描、信息窃取和网络流量注入。

另一个恶意软件注入的载体是通过 U 盘。在 2010 年 4 月，工业控制系统网络紧急响应团队（ICS-CERT）发出了一个警报，提醒控制系统运行人员具有自动运行功能的 U 盘可被用于注入恶意软件。该公告建议控制系统操作员禁止光驱的自动运行功能，建立 U 盘在控制系统网络使用的严格策略，告知使用者对这些 U 盘的处理办法。

前面所提到的网络入侵威胁，如互联网的接入点、无线局域网、便捷式计算机、电子邮件和 U 盘的使用引发了将控制系统网络与公司网络隔离的需求。图 3. 48给出了两个控制系统网络结构：一个不安全的结构和一个经过隔离后的安全结构。

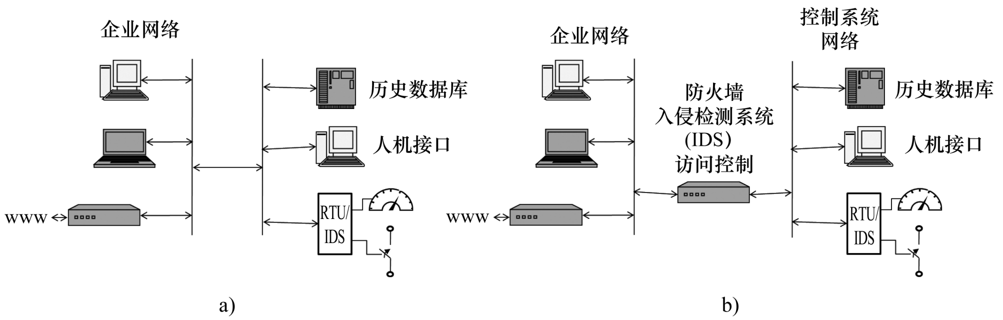


图 3. 48　不安全的控制系统（图 a）以及隔离的控制系统（图 b）

图 3. 48a 表示的是看似独立的公司和控制系统网络。通常在这样的网络布置中，公司网络和控制系统网络通过路由器分开，这两个网络是两个独立的虚拟网络。然而，如果没有恰当的机制去终止非法的网络流量从公司网络进入控制系统网络，入侵者能够通过数据或者控制注入、拒绝服务攻击等方式危害控制系统。

图 3. 48b 显示了一个与公司网络隔离的控制系统网络。图中，两个网络间的盒子表示防火墙、入侵检测系统（Intrusion Detection System，IDS）和访问控制系统。防火墙用于限制两个网络间的访问。网络地址翻译（NAT）防火墙对于公司网络的节点隐藏了控制系统网络节点的内部 IP 地址，这保护了控制系统节点不受端口扫描的攻击。此外，防火墙能够扫描网络包的内容，从而标识已知的攻击。防火墙还能够用作网关设备去限制网络流量，仅仅留给特定 TCP 和 UDP 端口上的一些应用程序使用。

访问控制可能驻留在防火墙内，或者驻留在控制系统网络内的独立服务器。访问

控制策略使网络访问局限于被授权的个人和系统。访问控制策略差别很大。一个简单的访问控制策略利用用户 ID 和密码。NERC CIP 007-3，网络安全——系统安全管理，要求当必须使用密码时，密码必须不少于 6 个字符且包括一个字母、数字和特殊字符的混合体。只要可能的话，都应该避免将密码用于访问控制。密码系统易于遭受字典式攻击和其他的强力攻击。同时，密码文件（包括控制系统中的密码文件）都是容易受到攻击的。

更加强壮的访问控制系统可能采用公用密钥基础设施（Public Key Infrastructure，PKI）来向所有控制系统的合法用户和系统提供证书。PKI 系统向网络中的用户或系统分配个人的公共/私人密钥对。由认证机构签署的证书用于用户或系统的公共密钥，与其他用户或系统进行通信。当用户或者系统访问网络设备时，可使用挑战应答协议，通过证明用户或系统拥有在他们证书中与公共密钥关联的私人密钥的方式，向所连接的用户或系统提供认证标识。在被 PKI 保护的网络中，系统也可能经过向网络认证机构的查询确认证书的有效性。证书可能被认证机构撤销，而 PKI 证书也有一个有效期。PKI 提供了一种好的方式，遵循 NERC CIP 的要求，要求访问控制并且鼓励具有个人角色的个人用户账号的使用。基于角色的控制访问允许每个用户分配与其工作需要相匹配的权限，而不提供过量的权限，以免用户有意或者无意中破坏系统。

IDS 用于监视与网络安全威胁相关模式的网络活动。IDS 系统可能驻留在防火墙内部或者外部。通常一个单独的网络可能应用多种类型的 IDS。有两种 IDS 的基本类型：基于数字签名的 IDS 和基于统计的 IDS。

基于数字签名的 IDS 扫描网络信息包获得已知的攻击的标志。如果一个信息包和一个已知的标志匹配，该信息包将被标记，并且发出一个警告，警告的形式可能是声音或电子邮件，也可以仅仅记录到一个文件中以备后面的复查。基于数字签名的 IDS 通常是确定性的，这意味着它们将一直检测与一个已知标志相匹配的攻击。由于基于数字签名的 IDS 仅用于检测确定的模式匹配，它们能通过对先前已知攻击进行小的修改而被绕开。同样地，基于数字签名的 IDS 完全不能检测新的攻击，因为根据已知攻击定义不存在与新攻击相匹配的标志。基于数字签名的 IDS 系统运行速度较快，这对于实时系统的应用是很重要的。在发展用于控制系统的基于数字签名的 IDS 模式方面，人们已经开展了一些工作，利用 SNORT［一种开放源码的网络入侵防护和检测系统（IDS/IPS）］实现 MODBUS 和 DNP3 协议[11]。此外，Oman 和 Phillips 已经将基于特征标志的方法用于检测 SCADA 系统的网络入侵[12]。

基于统计的 IDS 估计一个或一组网络行为成为网络攻击一部分的概率。统计型 IDS 的通常思路是试图去检测一些网络入侵，这些网络入侵与先前已知的入侵特征标志不匹配，但仍然与授权审查的正常通信量有足够差异。大部分的统计型 IDS 是异常检测器，利用数据挖掘分类器（如神经网络和贝叶斯网络）去将网络交易分类为异常或者正常。许多统计型 IDS 方法存在于研究和实用领域。没有统计型 IDS 是确定性的，全部都是基于概率的，这意味着它们都没有 100% 的精度，而且有时会把正常通信量归类为异常（假阳性），而有时则会把异常通信量归类为正常（假阴性）。控制系统检测和控

制关键的物理过程，最重要的网络安全准则之一是可用性。控制系统必须在任何时候保持对控制和检测的可用性，其必然结果就是控制系统的网络安全解决方案一定不能损害控制系统自身。因此，IDS 的不精确是有问题的，这也激发了统计型 IDS 告警的需求，这些告警信号在采取入侵缓解措施之前一直发送给人进行确认。

人们正在研发专门用于控制系统和智能电网的统计型 IDS。这些涉及 IDS 输入或者控制系统应用特性以及网络协议的开发。控制系统的引入和智能电网特定的 IDS 特性将带来更精确的 IDS。

3.4.1.4.4　智能电网控制系统网络安全的考虑

NERC CIP005 要求供电企业或者其他的大容量能源相关行业在关键网络资产周围构建一个网络安全区域。图 3.49 是一个典型的大容量输电系统在增加了 PMU 和 PDC 后的主要资产示意图，分为四个主要的区块：一个控制中心、一个相量数据收集器和两个输电变电站，每个区块的网络安全域通过数字的方式隔离，用虚线表示每个网络安全域的周围。NERC CIP 没有明确提出创建网络安全域的方法，因而可能的实现方法区别很大，图 3.49 中绘出的是安全云的形式。

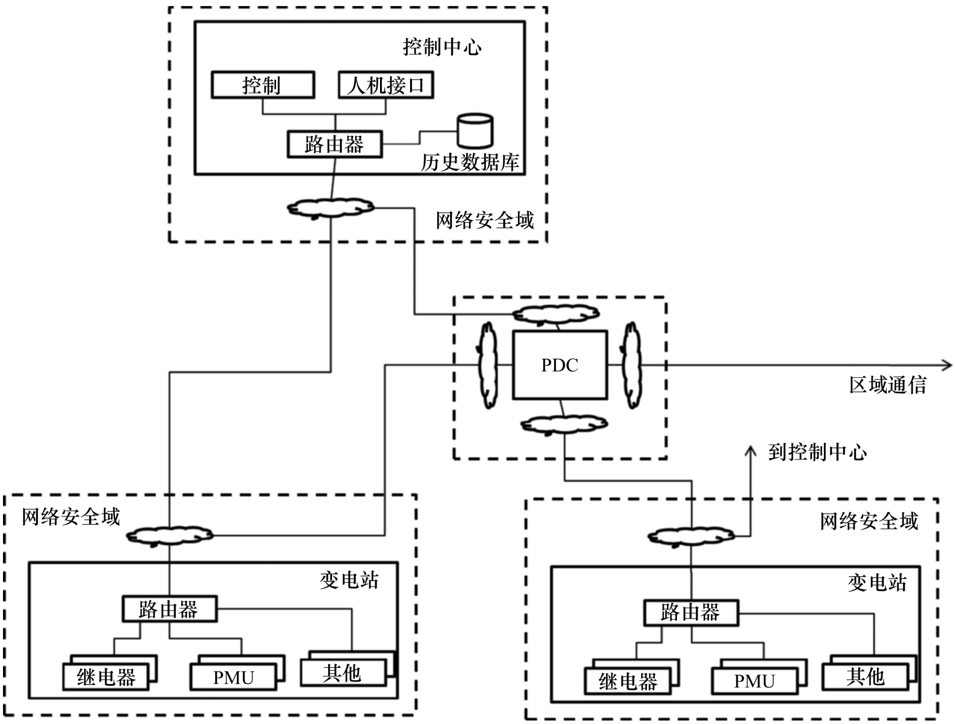


图 3.49　大容量智能输电系统的网络安全域

安全云应该解决三个网络安全核心问题：机密性、完整性和可用性。在这三个网络安全的核心问题中，按对智能电网和控制系统的重要性进行排列，通常认为其排列顺序应为可用性、完整性和机密性。

3.4.1.4.4.1 可用性

智能电网是关键基础设施，在大容量输电系统中态势感知的缺失可能导致不正确的控制行为。此外，丧失了做出控制行为的能力可能导致系统的损坏或者故障，直至最终的大停电事故，这会造成当地或者地区经济的损害。通常通过两个主要环节确保控制系统的可用性：IDS 和系统设计。

可用性的缺失可来自于 DOS 攻击和试图直接掌握控制系统的命令注入攻击。命令注入攻击可以通过 IDS 检测出，并通过在网络安全完整性中讨论的认证技术进行防御。DOS 试图通过采用超过网络处理能力的高速信息对网络进行泛洪攻击以终止网络服务。而 IED 则能够检测和消除大量的 DOS 攻击。

智能电网控制系统应该包括 IDS 传感器，在所有控制系统网络的接入点，或者在那些保证捕获所有接入点到控制系统网络流量的节点，对网络交易进行监视。这里所说的接入点包括局域网、拨号 modem、无线终端以及与可信的邻居（如区域操作员和独立系统操作员）的连接，还有与公司局域网的连接。

系统设计也影响到控制系统的可用性。首先，可以通过停止不需要的网络服务来消除很多网络攻击。NERC CIP007 要求大容量输电企业禁止所有的正常或紧急运行时不需启用的网络端口和服务。例如，TCP 和 UDP 各自都使用端口复用技术去支持很多传输层服务，TCP 和 UDP 共可支持多达 64K 个端口。互联网编号分配机构（IANA）给频繁使用的服务分配端口编号，如 Telnet、SSH 和 SMTP 等。很多控制系统协议有 IANA 保留端口编码，例如，MODBUS TCP 服务器在端口 502 监听，Allen Bradley EtherIP 用 TCP 端口 44818 和 UDP 端口 2222。UDP 上的 DNP3 采用端口 20000。任何不使用的端口都不应该有连接到任意控制系统网络的监听服务器。IDS 应该监视所有的 TCP 和 UDP 端口的活动。

智能电网控制系统应该设计成允许每一个用户有一个统一的账号 ID 和密码。这一要求支持可追踪性和基于角色的访问控制。可追踪性意味着控制系统所采取的行为能被追踪到个人用户。基于角色的访问控制意味着每个用户可以指派角色和相应的权限。例如，一个调度员可能被允许打开一个断路器，而一个更低权限的用户则不能打开同一个断路器。传统的控制系统设备可能不支持不同的用户名。在这种情况下，NERC CIP007 要求企业把密码信息的获取局限于那些需要了解的个人。图 3.49 中所示的安全云把对一个企业的访问限制在网络安全域允许范围内。这些访问控制特性可以是基于证书的，能够支持所有用户不同的用户 ID 和密码，还能够支持基于角色的访问控制。

对于可用性原则而言，最后与设计相关的因素显而易见但不值得提及。所有的网络安全解决方案自然应该不损害控制系统，用于模拟控制系统的算法和所做出的控制决策通常有数据有效期的要求。例如，一些 EMS 算法要求使用 2 ~4ms 内的数据来支持控制决策。如图 3.49 所示，用于网络安全解决方案的“线缆中的块”（通信连接中额外的硬件和软件）增加了流量传递的等待时间。额外的等待时间一定不能导致系统失去功能或者失控。此外，很多 IDS 系统包括自动缓解作用。这些作用应该只有当 IDS 系统状态确定的时候才实施。统计型的 IDS 系统是基于概率的，因此一直存在一个网络

信息错误分量的概率。在这种情况下，IDS 可能会建议采取缓解措施，但控制回路中工作人员应该参与进来，以确认 IDS 提出的缓解方案。

3.4.1.4.4.2　完整性

网络安全的完整性原则指的是应尽可能保护网络信息流免受未经授权的修改。确保网络信息流完整性最常见的方法是通过采用数字签名算法（DSA）鉴别网络信息流。MODBUS、DNP3、Allen Bradley EtherIP、IEEE C37.118 和 IEC61850 标准都没有包含鉴别网络信息流的特性，该鉴别工作留给更高层的协议负责。

图 3.49 所示网络结构中的安全云能够对网络信息流进行数字化标记。“线缆中的块”的解决方案能够在网络信息流离开网络安全域时对其进行捕获并附上数字签名，在接收端网络安全域的安全云能够在提交信息流给域内的网络系统之前确认数字签名。数字签名可以基于多种算法。FIPS186［美国国家标准研究所（NIST）的联邦信息处理标准出版——数字签名标准］规定了 NIST 推荐的 DSA。DSA 利用公开密钥密码学技术标记网络信息流。通常认为，这一方法对于控制系统而言太慢且占用太多资源。然而，如果密码处理器是在图 3.49 所示安全云的位置使用的话，DSA 的标记和确认将很可能能够满足智能电网应用所要求的延时的目标。椭圆曲线数字签名算法（Elliptic Curve Digital Signature Algorithm，ECDSA）是一种网络信息流鉴别的可选方法。ECDSA 被认为是更快速、使用更少的密钥，因此比 DSA 所需的存储空间也更少。ECDSA 的专利由赛迪康公司（CERTICOM）、RSA 实验室、美国国家安全局和惠普公司所拥有，多家机构共同拥有 ECDSA 专利这一事实可能延缓 ECDSA 的采用。第三个可选方法是散列消息认证码（Hashed Message Authentication Code，HMAC）算法。该方法是这里讨论的三个 DSA 中占用资源最少的一个。

当在控制系统中使用数字签名时，关键的考虑是签名的长度以及增加和确认签名给网络信息流所带来的延时。这对于较低数据速率的系统是特别要注意的，例如 SCADA 系统经常只有 1200～19200bit/s 的数据传输速率。太平洋西北国家实验室最近公布了一项研究，测量了由不同长度 HMAC 鉴别符标记的 DNP3 框架的往返响应时间。响应时间根据鉴别符的长度、通信连接的数据传输速率和用于鉴别 DNP3 框架的线缆中的块的网络系统类型而变化。最坏的情况是利用工业 PC 生成和确认 12B HMAC 签名时，对于 1200bit/s 的系统造成了 1996ms 的延时。诸如 YASIR 系统[14]已经被研究用于最大程度缩短与 MODBUS 和 DNP3 网络框架添加签名相关的延时。

当计划使用数字签名时，另外一个重要的考虑是硬件资源的可用性。很多 RTU 所具备的密码资源和存储能力可能与一个必要的 DSA 所需资源相冲突。这里给出三种支持采用数字签名进行鉴别的控制系统的可能性。首先，系统设计者可能选择利用现有的硬件并增加线缆中的块网络安全解决方案（用于标记和确认网络信息流）；第二，系统设计者可选择升级现有的远程或者主站段硬件以整合所需的密码和存储资源；第三，系统设计者可选择利用一个能够在现有主站端和远程端平台上运行的轻量级 DSA。

3.4.1.4.4.3　机密性

网络安全的机密性原则目的是保护网络信息流免受非法窃听。用于确保网络信息

流机密性最常用的方法是加密。

由于很多控制系统设计人员拥有不同意见，控制系统网络信息流机密性的需求是一个有争议性的话题。机密性的需求随不同的设备而变化。然而必须要强调的是，黑客在执行攻击之前会利用窃听收集系统信息。机密性使潜在攻击者在这一情报收集阶段的能力降到最低。

在图3.49所示的网络结构中，安全云能够加密和解密网络信息流。线缆中的块的解决方案能够在网络信息流离开网络安全域时将其捕获并加密，在接收端网络安全域的安全云能够在提交信息流给域内的网络系统之前加密网络信息流。加密算法的选择可以基于多种算法。

当在控制系统中使用加密时，一个关键的考虑是加密和解密给网络信息流所带来的延时，这对于较低数据传输速率的系统是特别要注意的。例如，SCADA系统经常只有1200～19200bit/s的数据传输速率。对称分组密码，例如高级加密标准（AES）、数据加密标准（DES）或者3DES似乎最适合用于控制系统。这些密码总体上非常快速，而且三种密码全部都有软件和硬件执行的开源代码。它们都能用作流密码（输出反馈、密码反馈或者计时器模式）以加速加密和解密过程，从而缩短延时。

当计划使用加密时，另外一个重要的考虑是硬件资源的可用性。很多RTU所具备的密码资源和存储能力可能与一个充分的加密算法所需要的相冲突。这里给出三种支持加密实现机密性的控制系统的可能性。首先，系统设计者可能选择利用现有的硬件并增加线缆中的块网络安全解决方案（用于标记和确认网络信息流）；第二，系统设计者可选择升级现有的远程或者主站段硬件以整合所需的密码和存储资源；第三，系统设计者可选择利用一个能够在现有主站端和远程端平台上运行的轻量级加密算法。

3.4.1.4.5 结论

智能电网的控制系统通过网络通信连接，实现反馈控制，必须确保控制和传感器测量数据的可用性和整体性。在企业控制系统中，对控制系统的三个主要威胁是传感器测量注入、控制注入和拒绝服务攻击。当前同步相量系统的安装是广域可观性的一个主要应用。随着这些系统从广域量测的角色向广域控制的角色发展，它们对网络关键资产的识别也将从非关键性的变成关键性的。随着这些发展完成，同步相量系统的网络安全保护将需要升级以保护系统的可用性、完整性和机密性。

3.4.2 柔性交流输电和高压直流输电

Stuart Borlase，Neil Kirby，Paul Marken，Jiuping Pan，Dietmar Retzmann

电网运行的一个基本要求是在任意给定时刻发电功率与消耗的功率必须匹配。在整个功率平衡的系统中，将电力从产生地点输送到使用地点的基础设施即为所谓输电网络。在典型的交流系统中，输电网络通过输电线路、变压器、断路器和其他常用的设备实现其功能。输电系统的潮流遵从基本的物理定律。对于一个给定的电压和线路阻抗，可以计算出所流过的电流的大小。这些电流可能超过（过负荷）或者少于（利用不足）输电设备的允许电流。若某种输电设备能够改变电力系统在给定状态下的响应，则其显然对于构建更加智能的电网是很有帮助的。然而，孤立地增

加这样的设备不会构成智能电网，智能化的测量装置和计算最优状态的软件也仅仅能够在一定程度上提高电网智能化的水平。控制输电系统有功和/或无功潮流、电压和频率以及其他方面的能力是优化电网运行的关键因素。常见的能够对特定线路、节点乃至一个网络区域的有功或者无功潮流施加控制的设备如下：①同步调相机；②柔性交流输电（FACTS）装置；③高压直流输电（HVDC）。

这些设备能够在正常稳态运行情况下以及暂态或者故障情况下对电网实施全方位的智能控制，并且由于它们响应速度快，还能够自动防止故障发生或者加速故障恢复。

尤其需要指出的是，一大类高压电力电子设备（如 FACTS 和 HVDC）的应用为电力系统带来了新的特性，能够避免电力系统在重负荷情况下可能存在的问题；它们非常有效地增加了输电容量，改善了系统稳定性，并且有助于防止级联故障的产生。

随着负荷的增加和变化，一些系统元件将不断增加负荷，直至达到它们的热稳定极限，而带有快速变化负荷模式的全网范围电力交易将会为潮流阻塞推波助澜[1,2]。除此之外，全球气候的巨大变化要求在供电形式上发生变化，环境的制约因素（如降低网损和减少碳排放）将扮演越来越重要的角色。因此，电网规划人员必须处理相互矛盾的电源可靠性、环境可持续性和经济效益之间的要求[3,4]。未来的电网必须是安全、性价比高和适应环境的。为了同时实现这三个任务，必须借助于有潜力应对这些新挑战的想法、智能解决方案和创新技术（如 HVDC 和 FACTS）。电力电子技术提供了解决电力系统中的许多运行问题所必需的特性。它们非常有效地增加了输电容量和系统稳定性，并且有助于防止级联故障的产生。类似的智能电网特性可以概述如下：灵活、易获得、可靠和经济。智能电网将有助于实现可持续发展。

现有电力系统中不断发展的负荷和发电模式将导致输电瓶颈的出现，并带来新的可靠性问题。因此，大规模电力系统朝智能电网方向发展的策略是清晰的，包括交直流混联和点对点大功率输电“高速公路”（超级电网解决方案）。FACTS 技术也是这一策略的一个重要组成部分，而混联系统则提供了技术、经济和系统安全性上的重大优势。

3.4.2.1　电力系统的发展

电力供应在 100 多年以前就出现了。居民区和邻近的企业最开始是通过短程直流线路供电的。在 19 世纪末引入了交流输电，可以利用更高的电压从遥远的发电厂向用户传输电力。

交流电网最高的电压等级在欧洲是 400kV，在远东各国多为 550kV，而在美洲是 550kV 和 765kV。一些国家曾经期望采用 1150kV 的电压等级，而且一些试验线路也已经建成。图 3.50 描绘了这些发展和前景。

北美、巴西、中国、印度还有欧洲［装机容量 631GW，原来称为电力传输协调联盟（UCTE）——现在的 CE，欧洲大陆］和俄罗斯（IPS/UPS-315GW）都有大规模交流电网互联的一些实例。IPS/UPS 和 CE 正计划在未来实现互联。

由于技术和经济的原因，电网的更大规模所带来的优势逐渐减少，这对于规模不

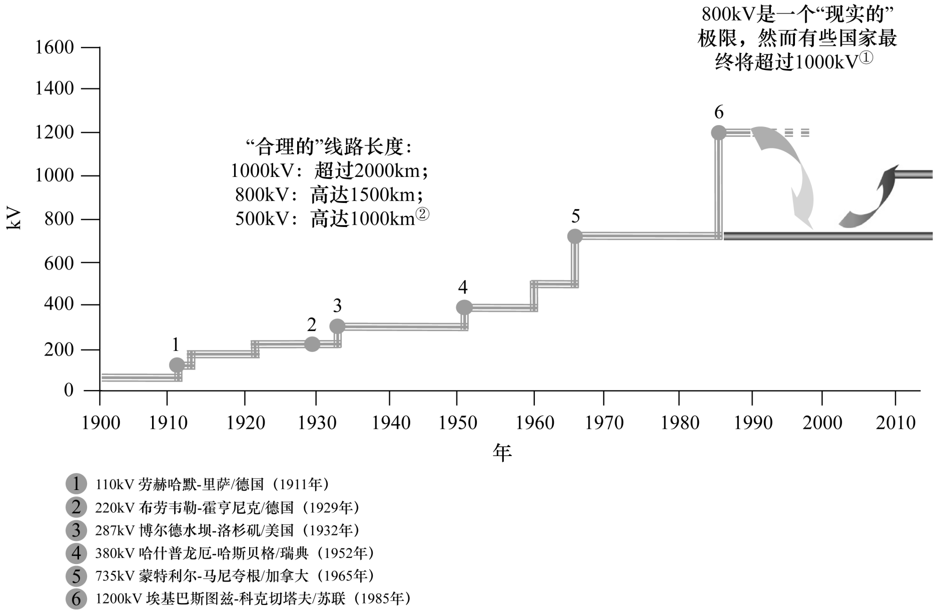


图 3.50 交流输电的发展——里程碑和前景（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）
① 中国（1000kV 试点工程已启动）和印度（1200kV 工程在实际规划中）是目前实施大功率特高压交流输电的骨干。② 巴西：南北联络线。

断增加的互联系统而言是不利的，因为当前电能仍不得不通过超远距离的互联交流系统进行传输。这些限制与跨区域低频振荡[5-7]、电压质量和潮流等问题相关。以 CE（前 UCTE）的系统为例，其主干电网 400kV 的电压等级对于大容量的跨国和跨区电力交换而言已经太低了。

基于电力电子的 FACTS 技术从 20 世纪 60 年代开始发展，用于改善弱交流系统的性能，使长距离交流输电成为可能，并且有助于解决互联电力系统中的一些技术问题。

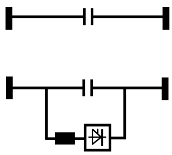
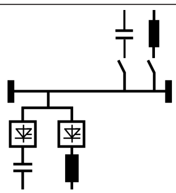
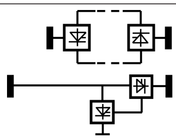
FACTS 系统可用于并联接入［如静止无功补偿器（SVC）、静止同步补偿器（STATCOM）］及串联接入（FSC、TCSC/TPSC、S^3C），或两者的组合，以对潮流施加控制，改善电网动态性能。这些将在后续部分介绍。

在 20 世纪的后半段，大功率 HVDC 技术被引入到电力工业中，它打开了长距离输电的新局面。HVDC 起初输送的功率小于 100MW，然后不断地增加。就目前的技术水平，已经很多年停留在 500kV 的额定电压水平上，如图 3.50 所示，如今全世界已经有许多利用一回双极直流线路实现 3GW 额定功率远距离传输的例子。而最近的发展已经实现了利用一个双极直流输电系统实现更远距离的 6GW 额定功率的传输。更多的类似的或者甚至更高额定值的工程正在中国、印度和其他国家推进㊀。

㊀ 中国南方电网在 2006 年开始建设世界首个 ±800kV 特高压直流输电系统，2009 年 6 月 30 日单极投产，2010 年 6 月 18 日双极竣工投产。——译者注

表 3.7 概括了不同 FACTS 和 HVDC 设备对潮流、稳定性和电压质量的影响，评价的依据是实际工程中的大量研究和试验。为了进行比较，机械开关装置（MSC/R）也包括在表中。

表 3.7　FACTS 和 HVDC：功能概述

原　理	设　　备	方　　案	对系统性能的影响		
			潮流	稳定性	电压质量
线路阻抗的变化 串联补偿	FSC （固定串联补偿）		•	• • •	•
	TPSC （晶闸管保护串联补偿）		•	• • •	•
	TCSC （晶闸管控制串联补偿）		• •	• • •	•
电压控制 并联补偿	MSC/R （机械开关电容器/电抗器）		○	•	• •
	SVC （静止无功补偿器）		○	• •	• • •
	STATCOM （静止同步补偿器）		○	• •	• • •
潮流控制	HVDC-背靠背，长距离输电		• • •	• • •	• • •
	HVDC VSC UPFC （统一潮流控制器）		• •	• • •	• • •

注：1. 源自：© Copyright 2012 Siemens Energy Inc. All rights reserved。
　　2. 影响（根据研究和实际经验）：○. 无或低；•. 小；• •. 中；• • •. 强。

FACTS 和 HVDC 在未来智能电网的发展中将扮演重要的角色，其应用可为我们带来一个高效、低损耗的交直流混联电网，能够确保电网中潮流更加可控，并在故障和大停电情况下协助防止多米诺效应。通过这些直流和交流的特大功率电力传输技术，智能电网（由一定数量的高度灵活的微网组成）将变成一个含有大功率电能高速公路的超级电网，完全适合大量水力、太阳能和风力之类可再生能源的安全和持续接入。用于智能和超级电网的最新水平的交流和直流技术将在后续部分介绍。

除了这些相对复杂的电力电子装置外，还有一些低成本的技术可被应用于未来电力网络的设备中。这些特性提供了不同程度的功能，以增加未来电网的总体智能化程度，例如能够提供变压器油和其他状态信息实时分析的变压器和开关监测之类。检修管理系统能够监测和分析这些信息，并确定设备损耗率的增加幅度，预测故障模式和在下一次计划检修之前判断是否需要抢先维修。

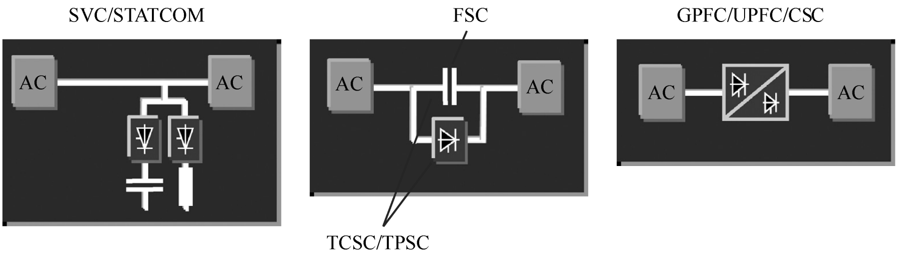
3.4.2.2　柔性交流输电系统

无功补偿一直以来被认为是实现高效电能传输的一个重要因素。无功补偿可分为串联补偿、并联补偿和混合补偿，分别代表无功功率产生时串联和/或并联接入电力回路，可以是电容性的，也可以是电感性的。更多的灵活性可以通过动态可控补偿实现，能够精确而快速地提供所需数量的无功功率。FACTS 装置通常指的是一大类基于电力

电子技术的可控补偿设备。

3.4.2.2.1 FACTS 的发展

从 20 世纪 60 年代至今，FACTS 已经发展成为可传输大容量电能的成熟技术。很多应用可证明 FACTS 技术是第一流的、高可靠性的。图 3.51 展示的是 FACTS 装置的基本配置。



- SVC—静止无功补偿器
- STATCOM— 带有VSC的静止同步补偿器
- FSC—固定串联补偿
- TCSC—晶闸管控制串联补偿
- TPSC—晶闸管保护串联补偿
- GPFC—电网潮流控制器（FACTS-B2B）
- UPFC—统一潮流控制器（带有VSC）
- CSC—可转换同步补偿器（带有VSC）

图 3.51　基于 FACTS 的输电方案

图 3.52 说明了串联补偿对功率传输和系统稳定性的影响，图 3.53 则描绘了通过 SVC（或者 STATCOM）并联无功补偿提高电压质量。

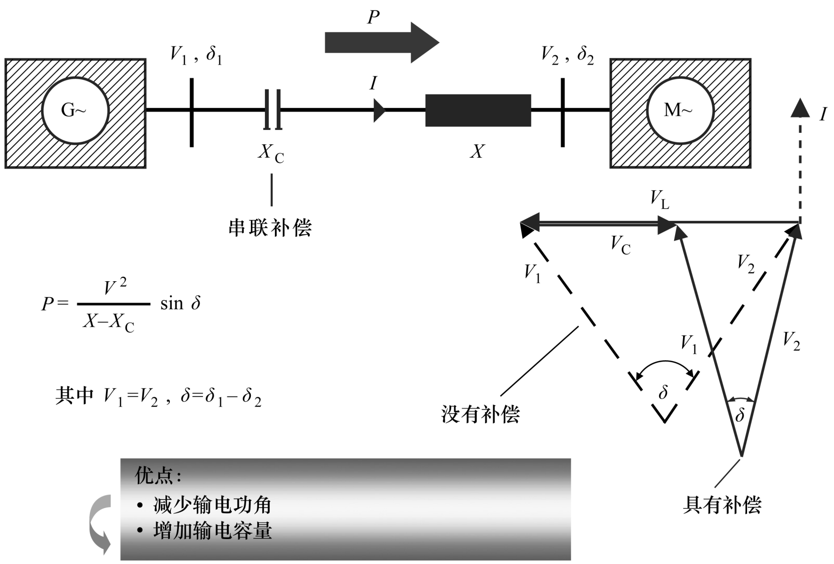


图 3.52　FACTS——串联补偿对功率传输的影响

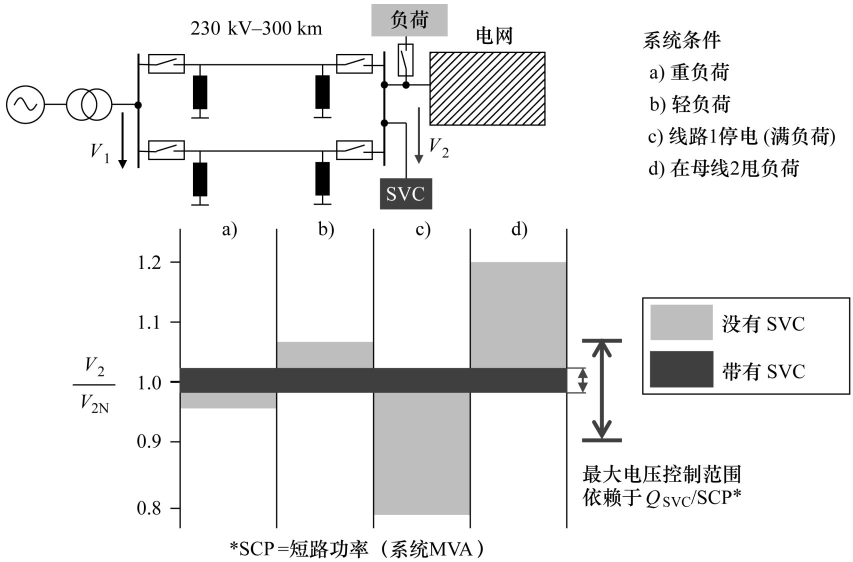


图 3.53 FACTS——利用 SVC 改善电压水平（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

3.4.2.2.2 串联补偿

常规或者固定的串联补偿（Fixed Series Compensation，FSC）是一项成熟的技术，从 20 世纪 60 年代以来就已经投入了商业应用。串联电容器补偿是通过将串联电容器与线路导线串联连接的方式减少电力线的总感抗。如图 3.54 所示，串联电容器补偿设备由装设在线路末端或者线路中部的串联电容器组及其过电压保护电路所组成。串联补偿装置的实物图如图 3.55 所示。

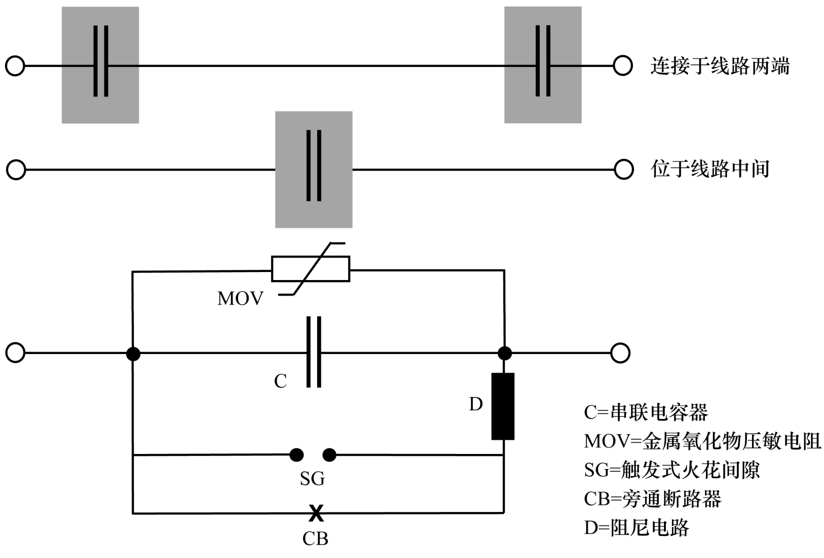


图 3.54 常规 FSC 的接入方式及其主电路（Siemens 提供）



图 3.55　一套串联补偿装置的实物图（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

将串联电容器以恰当方式接入到输电线路中能够改善电力系统的稳态性能和动态特性。通常认为串联补偿接入与远距离输电线路和改善暂态稳定性有关。在一个输电系统中，某一输电线路的最大有功传输能力是与该线路的串联感抗成反比的。因此，通过采用串联电容器将串联感抗补偿到一定程度（通常为25% ~70%），就可以实现电气距离更短的等效输电线路、更高的有功传输能力和更好的系统性能。最近，串联电容器已经应用在更短的输电线路中，目的是改善电压稳定性。通常，在输电系统中应用串联补偿的主要优点包括：①增强系统动态稳定性；②并联线路间的理想负荷分配；③电压调整和无功功率平衡的改善；④降低网络功率损耗。

晶闸管控制的串联补偿（TCSC）是常规串联补偿技术的升级，为串联补偿在输电领域的应用提供了更多的灵活性（见图 3.56）。

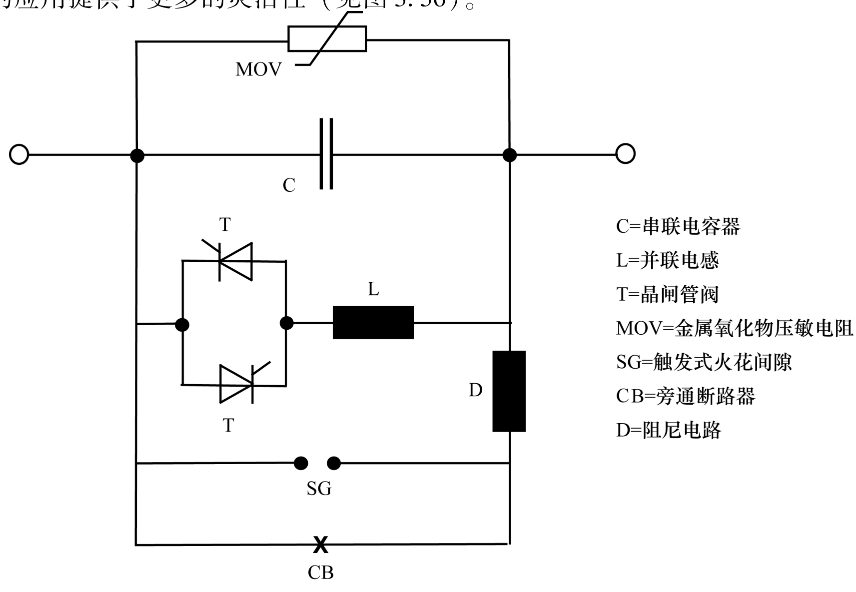


图 3.56　TCSC 主电路（Siemens 提供）

3.4.2.2.3　并联补偿

SVC 是一个可控的感性/容性无功电源。通过改变自身的无功输出以响应自动电压调节器的无功需求，SVC 实际上能够保持电网中其所连接节点电压的恒定。SVC 由标准的感性和容性支路组成，这些支路由晶闸管阀控制，并通过一个升压变压器并联接入输电网络。晶闸管控制使 SVC 具有一个可变的并联电纳特性。图 3.57给出了三种常见的用于电力系统无功补偿的 SVC 结构配置。第一种结构由一个晶闸管开关电抗器（TSR）和一个晶闸管开关电容器（TSC）组成。由于不需要进行电抗器相位控制，因此也就不需要滤波器了。第二种由一个晶闸管控制电抗器（TCR）、一个 TSC 和谐波滤波器（FC）组成。第三种是由一个 TCR、机械开关并联电容器（MSC）和 FC 组成。

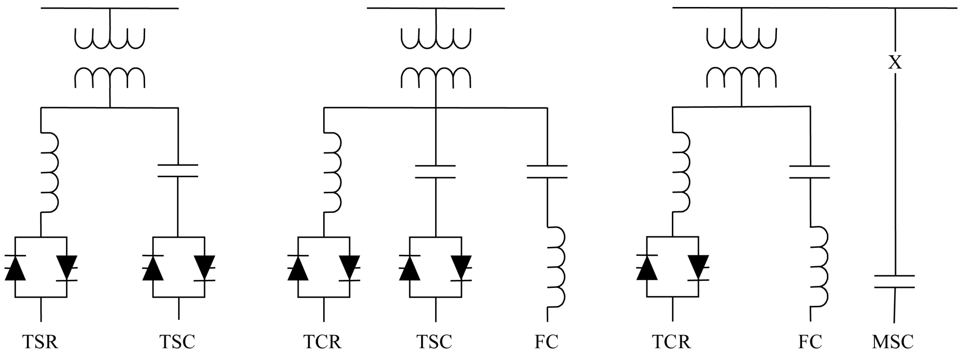


图 3.57　常见的 SVC 结构配置（Siemens 提供）

举例来说，当采用 TCR/TSC 结构时，可以通过适当地切换 TSC 和精确地控制 TCR，获取灵活和连续的无功补偿，该无功补偿可从 TCR 对应的感性额定容量变化到 TSC 和 FC 所对应的容性额定容量。

最初开发 SVC 是用于解决钢铁工业中由电弧炉所带来的电压闪变问题，SVC 技术在 20 世纪 70 年代初就已经投入了商业应用（目前有超过 1000 套系统在运行）。SVC 现在是一项广泛应用于电力传输的成熟技术，它能够提供系统故障时的电压支持，并可对大容量波动性工业负荷的无功需求实施平衡。安装地点可以是电力传输通道的中部或者在负荷区域。通常在输电系统应用 SVC 技术的主要优点包括：①改善系统电压水平；②减少网损；③提高弱系统稳定性，改善负荷区域电压；④增加输电网电力传输能力；⑤缓解有功振荡。

图 3.58 给出了一套 SVC 装置的照片，这是加拿大魁北克 Lévis DE-icer 变电站的一部分。这套系统在正常运行时进行常规的无功补偿，同时也能够重新组合成一个直流电源，通过产生直流电流去融解输电线路上的覆冰。

STATCOM 技术基于电压源型换流器（Voltage-Sourced Converter，VSC）的概念（见图 3.59）。并联连接的 VSC 是由具有关断特性的固态开关器件和反并联二极管组成。STATCOM 的性能类似于一个同步调相机，它能在工频条件下发出幅值和相位可控的平衡三相正弦电压。然而，这种设备没有惯性，也不贡献短路容量。

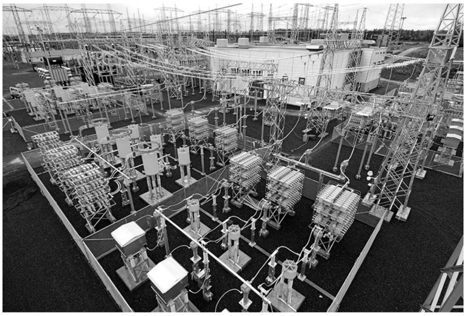


图 3.58 一套 SVC 装置的照片

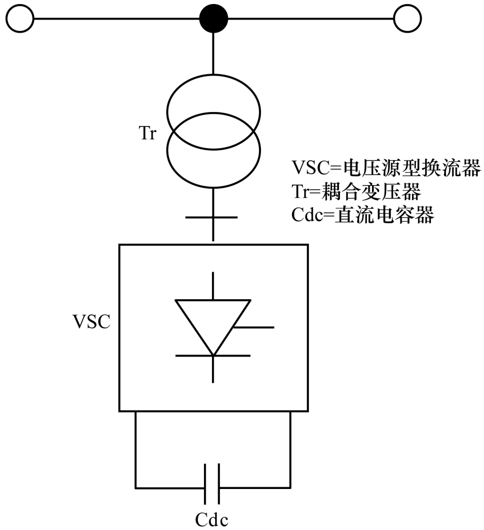


图 3.59 STATCOM 的主电路

STATCOM 由一个作为逆变器的 VSC 和作为直流源的电容器组成。它的控制方式在很大程度上与 SVC 相同，主要控制目标是调整电压。STATCOM 通过一个联络变压器连接到更高电压等级的输电网。在这一应用中，只有电压的幅值是可控的，相角并不可控。通过控制与系统电压相对应的换流器输出电压，就可以调节无功功率的幅值和方向。如果 VSC 的交流输出电压低于系统电压，则吸收（感性）无功功率；反之，如果 VSC 的交流输出电压高于系统电压，则发出（感性）无功功率。

STATCOM 在输电网中所实现的功能和 SVC 是十分类似的，如稳态和动态电压支撑和调节、改善同步稳定性、提高传输容量以及改善电力系统阻尼。此外，STATCOM 也可用于改善电能质量，包括：①改善动态负荷平衡；②改善电压闪变控制；③更快的负荷补偿响应。

具有储能功能的 STATCOM 是 STATCOM 的增强版，由常规的 STATCOM 与电池串联组成，如图 3.60 所示。储能指的是 STATCOM 能够在一定时期内发出和消耗有功功率。具有储能功能的 STATCOM 的一个典型应用是整合可再生能源（如风电场或太阳场），它们所发出的电能均具有很大的波动性。根据系统运行人员所设定的功率和电压序列，具有储能功能的 STATCOM 可输出预定水平的有功功率以平衡负荷，同时在其运行极限内产生或消耗相应的无功功率。

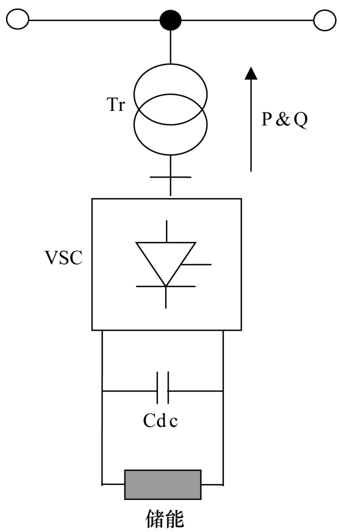


图 3.60 具有储能功能的 STATCOM

随着如风力和太阳能之类的电源在电网中的应

用不断增加，前述具有储能功能的 FACTS 装置将成为未来智能电网中越来越重要的一个组成部分，它所存储的电能可用以填补这些可再生能源在发电间歇期所带来的功率差额。显然，必须选择恰当的储能系统容量，以替代正常情况下由可再生能源提供的电能，对于短期而言这是一个可行的解决方案。

3.4.2.2.4　串并联组合模式的 FACTS 及其他类型装置

可通过串联和并联 FACTS 装置的组合来对输电线路中潮流进行更为精准的控制。前面介绍的 STATCOM 是一个并联连接的电压源型装置，能够通过注入无功电流进行无功潮流控制，进而调整连接点处的电压。另外一种称为静止同步串联补偿器（SSSC）的装置与 STATCOM 相类似，唯一的区别在于它是串联接入到电网中的。SSSC 能够同时控制独立于线路电流的注入电压的幅值和相位。

在统一潮流控制器（UPFC）结构中同时应用了一个 STATCOM 和一个 SSSC，如图 3.61所示。它们能够相互解耦地调节同一条线路的有功和无功功率，允许快速电压支撑和潮流控制。这些装置需要两个背靠背结构的换流器，可以采取与 HVDC 连接大致相同的方式使用相同的直流电容器。

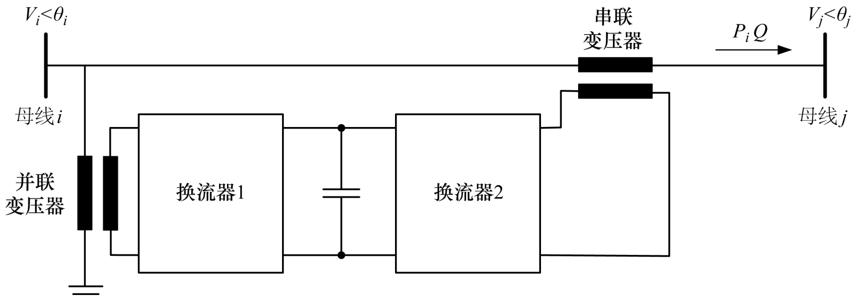


图 3.61　统一潮流控制器（© Copyright 1999 ABB. All rights reserved）

线间潮流控制器（IPFC）是另一种结构的 VSC 型 FACTS 装置，两个换流器是接入到不同的输电线路上。IPFC 由两个 SSSC 换流器组成，如图 3.62 所示。在这种结构中，IPFC 能够通过线路 i-j 和 i-k 间的直流连接交换功率，从而控制两条线路中的有功和无功功率。

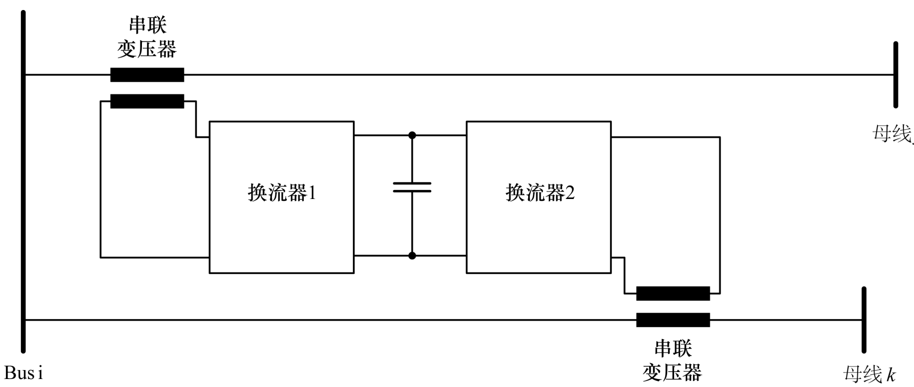


图 3.62　线间潮流控制器（© Copyright 1999 ABB. All rights reserved）

SSSC、UPFC 和 IPFC 都是 VSC 的应用，但这些系统目前尚不常用。目前已有的一些应用均是试点项目。

3.4.2.2.5 变频变压器[⊖]

变频变压器（Variable Frequency Transformer，VFT）是一种相对新型的输电设备。很多人认为 VFT 是一个智能设备，是因为它能够控制流过其中的功率大小。类似于 HVDC 系统，VFT 能够连接不同步的电网，与 HVDC 系统最大的区别在于 VFT 提供的是一种真正的交流连接。第一个采用 VFT 的非同步交流输电出现在 2003 年魁北克水电局的 Langlois 变电站。

由于 VFT 实际上是一个感应电机，因此它将吸收无功功率。正常情况下，它利用并联电容器组根据需要提供无功功率。由于是一个真正的交流连接，VFT 允许无功功率从一侧流向另一侧。正如在任何交流电路中一样，无功潮流是系统电压和串联阻抗的函数。图 3.63 是通过 VFT 实现异步互联的简化单线图。

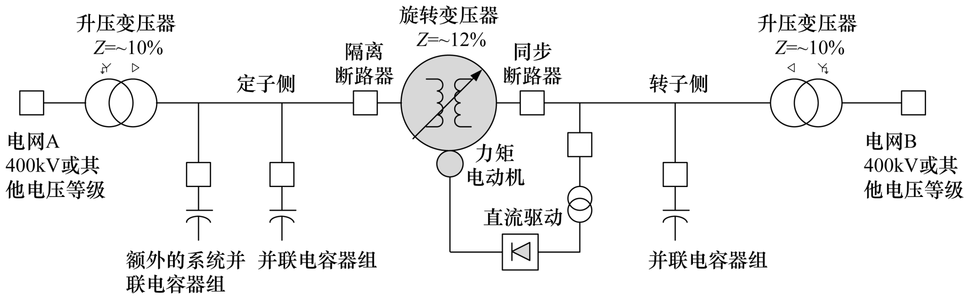


图 3.63 变频变压器的单线图（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

虽然很多设计在原理上是可行的，但现有的技术只在单个或者多个并行的 100MW、60-60Hz 的电机得以实现。目前有 5 套设备投入了商业运行，除了能够更加灵活地控制不需要同步的两个节点间所交换的有功功率外，增加 VFT 还被证明能够改善电力系统的动态性能和发电机的阻尼。

VFT 能够控制流过其中的潮流，这给电网运行人员提供了一个类似于发电设备的可以调度的输电设备，这能够辅助电网以更为优化的方式运行。通过给定输电通道的潮流可能高于或者低于运行人员的期望，改变系统参数可以调整通过一个节点的潮流，但可能在另外的输电通道上产生意想不到的结果。

3.4.2.2.6 同步调相机

虽然同步调相机不是一个在现代智能电网时代刚刚出现的高科技新设备，但值得说明的是，这可能是最原始的电压/无功控制器。在以往的电力系统中经常可以见到同步调相机的身影，但目前运行中的同步调相机数目已经在减少。简单地说，同步

⊖ 我国西安交通大学的王锡凡院士提出了分频输电的概念，与变频变压器的基本理念类似，但技术上有独特优势。——译者注

调相机是一台转轴没有连接有功负荷的电机。或者从公用事业行业更为熟悉的视角来看，调相机类似于没有原动机的发电机，可能运行于欠励磁或者过励磁状态，以达到吸收或者产生无功功率的效果。当然，调相机在运行时也将消耗少量的有功功率。当调相机配置现代发电机励磁装置时，响应速度是相当快的。

虽然，同步调相机的响应速度比 STATCOM 慢，同时又比 SVC 昂贵，但它同时也具有很多电力电子解决方案所没有的优点，包括显著的过负荷能力、更好的短路电流水平和真正的转动惯量。同步调相机可以很好地用于存在谐波的工况，甚至能够用作消除谐波的设备。随着越来越多可再生能源（如风力和太阳能）取代了传统的火电机组，一些电网中的转动惯量已经下降。在另一些应用中，同步调相机需要安装在基于晶闸管换相电路的大容量 HVDC 系统的受端，以确保逆变器的正常运行。这已经引起了人们对于使用同步调相机作为智能电网整体解决方案一部分的新兴趣。

同步调相机在智能电网中的应用与现代 FACTS 装置是不同的。通过在输电系统的关键节点注入或者吸收无功功率进行电压控制，能够允许更精确的潮流控制和更优化的输电网运行。

3.4.2.3　高压直流输电

高压直流输电（HVDC）是一种通过电力电子装置控制电网内部或者电网间潮流的成熟方法。这些潮流控制设备最初是基于汞弧技术的，这样的系统现在已经几乎全部退役了。现代 HVDC 系统使用晶闸管作为被控设备［被称为线路换相换流器（Line Commutated Converter，LCC）、电流源型换流器（Current Source Converter，CSC）或者传统的 HVDC］已经有超过 40 年的历史。而在最近 10 年左右，晶体管（称为 VSC[⊖]）的使用已经在增加。

HVDC 控制系统用于自动地响应来自不同渠道的激励，包括：①操作员输入；②交流电网状态的正常变化；③正常的电网开关操作事件；④由直流系统、交流电网内部故障引发的扰动。

控制和保护系统中引入的智能化使其能够对所有的这些场景提供全自动的响应，因此 HVDC 状态的检测和响应都不需要人工干预。通过这种方式，HVDC 系统可看成是智能电网的一个重要组成部分。

HVDC 系统与交流输电系统相比具有很多优点，包括：①可以通过运行人员操作或者自动响应而精确地控制流经其中的潮流大小和方向；②可以通过运行人员操作或者自动响应相互独立地控制两侧交流电网的电压和频率；③HVDC 连接可用于协助其中一侧（甚至是两侧）交流电网更好地对扰动做出响应（如通过输送功率的调制实现功率振荡阻尼）。由于运行人员不能反映这一时间尺度上的事件，因此它通常是全自动实现的。

此外，采用 HVDC 连接而不是交流互联能够带来如下好处：①改善系统稳定裕度，这归因于其快速改变功率传输的能力；②不增加系统的短路功率水平；③不会通过互

⊖ 原书如此。——译者注

联系统传递故障。

在 HVDC 发展过程中，已经开展了不同的应用，图 3.64 给出了这些应用的示意图。

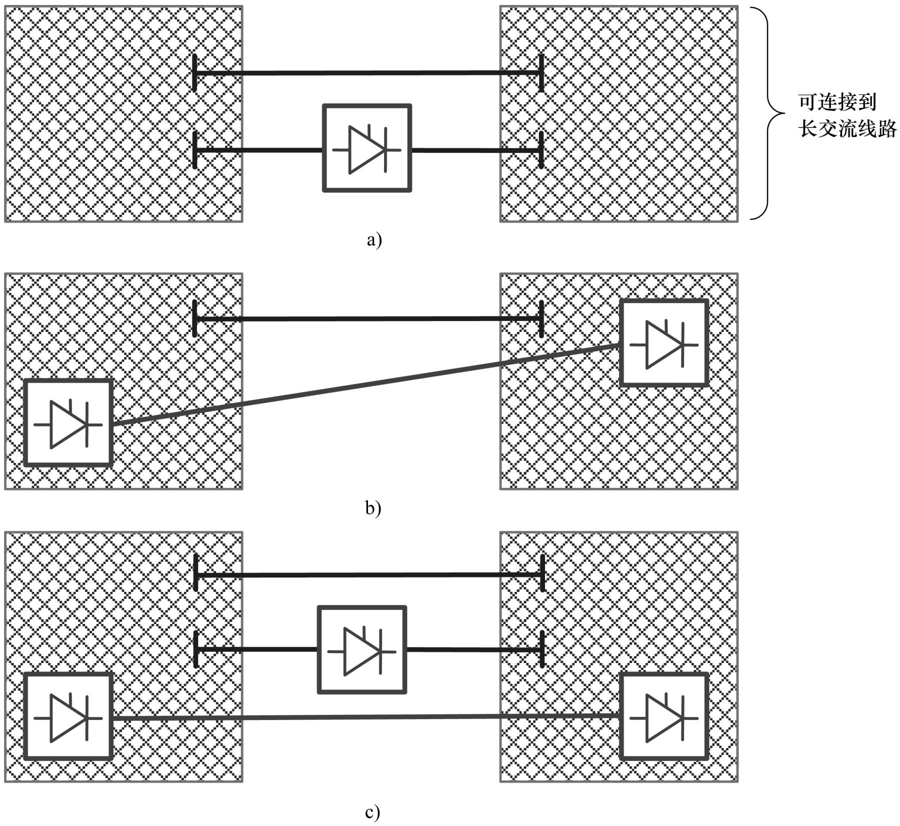


图 3.64　HVDC 互联的可选方式

a）背靠背方案　b）HVDC 的远距离传输　c）将 HVDC 整合到交流系统内部（混合电网方案）

图 3.65a 显示了一个基于两个交流电网（A 和 B）的仿真研究结果，这两个电网通过一条额定容量为 500MW 的交流系统互联和同步。当电网 B 在大约 0.3s 发生一个短路故障时，由图可见，在故障后大约 7s，电网 A 中所选定的发电机转子相对于参考发电机的角度变化不断增加，也就是说，它们不能恢复同步，系统是不稳定的。在图 3.65b 中展示的是完全相同的故障所对应的情况，但此时两个交流电网间是通过 HVDC 背靠背连接的，也就是说，现在是有效的异步连接。由图可见，此时在 4s 内，转子角度的振荡已经被抑制，从而能够保持稳定性。一旦故障切除，通过连接部分的潮流实际上是不变的。这仅仅是电网引入 HVDC 的可控性的一个例子，通过这种方式电网将变得更加智能、自愈，进而成为未来智能电网一个完整而不可或缺的一部分。

由于智能电网要实现“智能化”，要求单个设备、单个子系统和这些子系统相互间

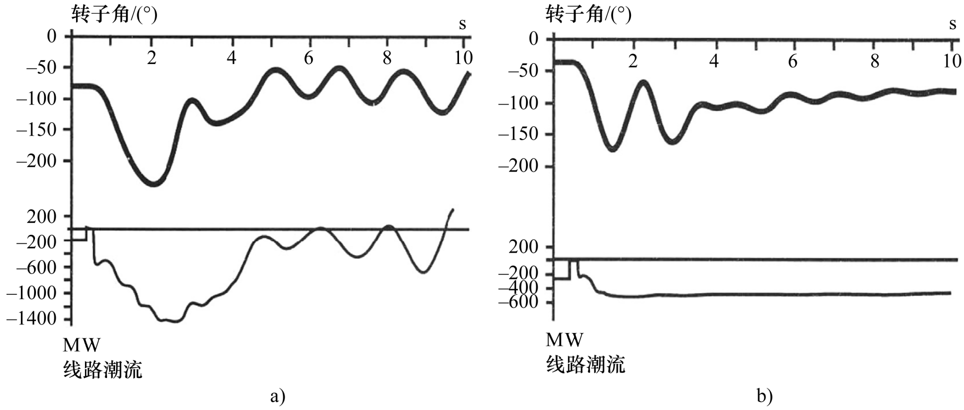


图 3.65　两个交流电网通过不同方式互联后的故障响应

a）交流连接　b）HVDC 的背靠背连接

的通信都具备增强的功能，就是促使电网或各级元件知道即将发生什么，相应地，促使它们做出智能决策并采取控制措施。

HVDC 系统是电网中最智能的子系统之一，这一方面是因为它能够基于内部和外部信息执行精确的潮流控制，同时也是因为 HVDC 系统通常会将非常详细的信息传递给远程中心，用于其他场合的监测、保护和控制。通过协调电网中 HVDC 控制系统和其他控制系统（发电机、开关、变电站和 FACTS 装置等）的动作，有可能逐步建立起一个完整的分层控制系统，用于协调由大量离散而相互孤立的子系统构成的电网。类似于这样的智能系统显然具有比操作人员快得多的事件响应能力，而电力系统对大部分故障或者其他事件能够做出快速响应，这对于电力系统能够快速地恢复和重新获得稳定是至关重要的。

举例来说，VSC-HVDC 系统中的潮流能够根据系统的经济性和安全性要求而得到优化。而在实时电网运行中，对 VSC-HVDC 系统进行优化调度也是可行的。潮流控制灵活性的增加能够使系统运行人员使用更经济和更少污染的发电资源，同时实施有效的潮流阻塞管理策略。

3.4.2.3.1　HVDC 的发展

通常，当输电距离超过 600km 时，直流输电比交流输电更为经济（条件是输送容量≥1000MW）。多达 600～800MW 并超过约 300km 距离的电力传输已经可以通过地下电缆实现。而长达 1000km 的电缆输电正在规划阶段。HVDC 现在是一项成熟而可靠的技术（见图 3.66）。

HVDC 的首次商业应用采用的是电缆输电，这是因为受到无功功率的限制，交流电缆输电在超过 80～120km 时在技术上是不可行的。由于 HVDC 与采用交流线路传输电力相比更加经济，人们开始建设了采用架空线路的远距离 HVDC。为了连接运行在不同频率的交流系统，人们又开发了背靠背的方案。背靠背换流器也能被连接到长的交流线路中（见图 3.64a）。对于将来非常重要的 HVDC，更进一步的应用是将其接入到

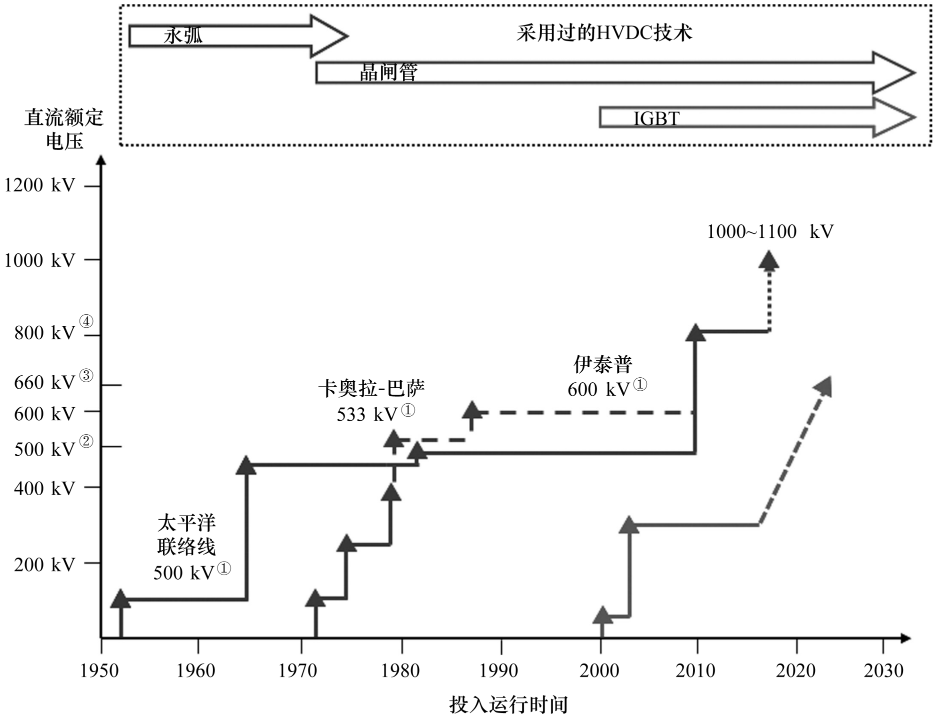


图 3.66 HVDC 额定电压和相关技术的发展（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）
① 每极多桥 ② 500kV 变成每极单 12 脉动桥的电压标准
③ 660kV 在中国作为标准电压 ④ 800kV 在中国和印度作为标准电压

复杂的互联交流系统中（见图 3.64c）。采用这些混合方案的原因基本上是出于 HVDC 更低的输电成本以及缓解交流系统的能力。可在 Barker 等人[11]和 MacLeod 等人[12]的著作中找到更多关于应用 HVDC 处理大规模输电以解决传统交流电网所遇到的困难的信息。

VSC-HVDC 的功率范围已经在近年来得到了快速的提高。在上限范围，现有的技术，对于采用电缆的对称单极方案可以达到 1200MVA，对于双极的架空线方案也可以增加到 2400MVA。

HVDC 的典型结构如图 3.67 所示。VSC-HVDC 是用于连接孤岛电网（如海上风电场）的优先技术[13]。这一技术通过自换相的 VSC[14]提供了黑起动功能。VSC 不需要任何系统电压驱动，它们由位于主网的换流器供电，能够通过电缆端的直流电压建立起三相交流电压。

VSC-HVDC 技术现在是可用于未来输电网扩展的一种灵活和经济的可选方案。尤其是在网状交流电网中，VSC-HVDC 的嵌入式应用，结合广域监测系统，能够极大地改善全系统的性能，使输电网能够以更高的安全性和效率智能地运行。VSC-HVDC 也能为很多与大规模可再生能源接入相关的具有挑战性的技术问题（如海上风电接入）

提供更好的解决方案。

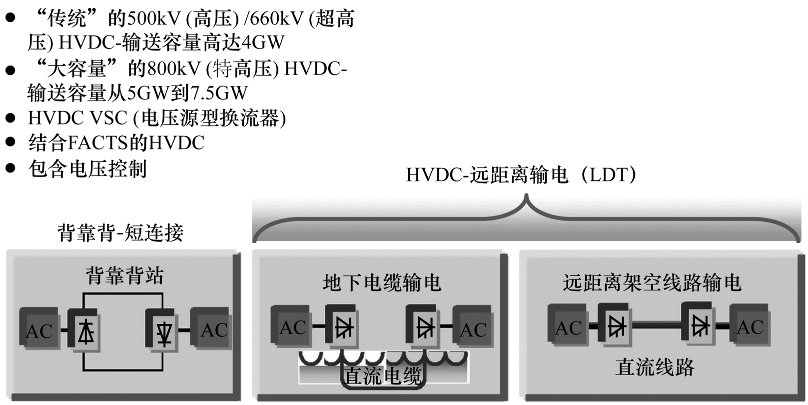


图 3. 67　HVDC 的典型结构与相关技术

3. 4. 2. 3. 2　基于晶闸管的传统 HVDC

传统的 HVDC 也称为线路换相换流器（LLC）系统，是基于晶闸管开关技术的。

图 3. 68 给出了典型传统 HVDC 系统电力回路的简化电路。涉及的器件包括晶闸管阀组、换流变压器和交流滤波器。传统 HVDC 最常见的结构是采用 12 脉动桥的拓扑结构，这是费用和谐波最少的最优方案。交流滤波器扮演双重角色：①维持与交流电网的无功平衡；②防止 HVDC 系统产生的谐波进入交流系统。传统 HVDC 系统的实物图如图 3. 69 所示。

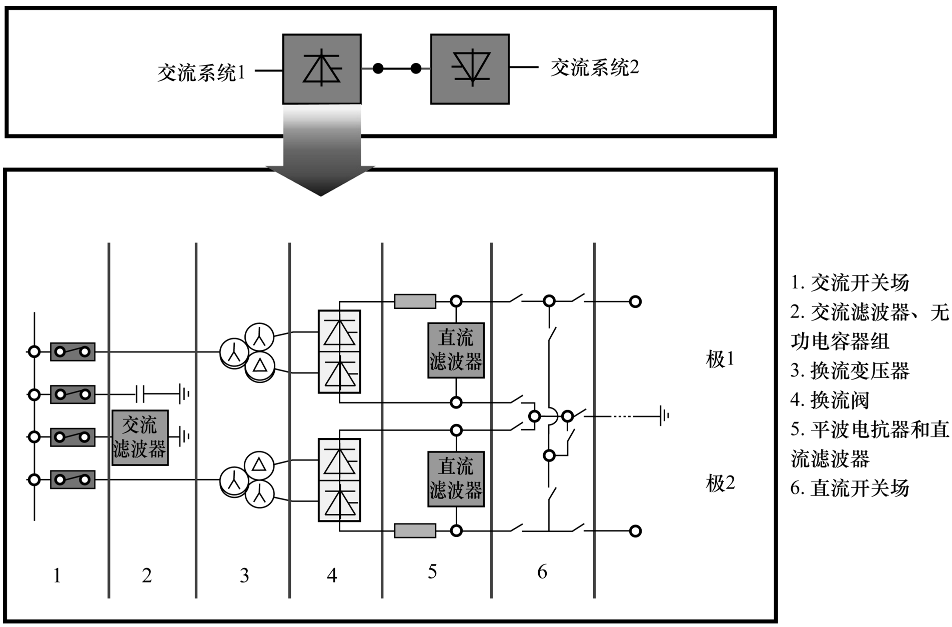


图 3. 68　传统 HVDC 的单线图（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

图 3.70 表现的是一个典型的 HVDC 晶闸管阀厅，它位于某 HVDC 系统的一端。可以采用两种不同的 HVDC 结构进行交流电网互联，一种方式是图 3.68 所示的点对点输电系统，在这种结构中实现直流连接的是一条架空线或者电缆；而另一种方式是背靠背系统，其直流是直接连接的。点对点系统用于远距离电力的经济传输，背靠背系统能用于隔离正常情况下不同步的交流系统，从而防止级联故障的传播，增加一条交流线路的稳定极限。



图 3.69　传统 HVDC 系统的实物图

（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）



图 3.70　传统 HVDC 的晶闸管阀厅

（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

3.4.2.3.3　基于 VSC 的 HVDC

VSC-HVDC 是一种基于 VSC 和绝缘栅双极型晶体管（IGBT）的输电技术。VSC 采用高频脉宽调制（PWM），因此能够相对独立地快速控制有功和无功功率。

特别地，VSC-HVDC 系统对于在地下和水下的远距离输电是一种具有吸引力的方案。利用挤压式直流电缆，额定功率从几十兆瓦到超过 1000MW 都是可行的。

图 3.71 给出了典型 VSC-HVDC 系统电力回路的简化电路。这些器件包括 IGBT 换流器阀、换流电抗器、直流电容器、交流滤波器、直流电缆和变压器。

第一个 VSC-HVDC 方案基于两层拓扑结构，输出电压在两个电压等级间切换。然而目前应用的最常见的阀结构是模块化多电平变换器（Modular Multilevel Converter，MMC），这是由于其在运行效率方面出现了显著的改进。在 MMC 方案中，每相有两个阀，一个接于正电势和相出线之间，而另一个接于相出线和负电势之间，因此一个三相换流器由六个阀、三相电流电抗器和一套直流电容器构成。相电抗器允许连续和独立的有功和无功功率控制，它在期望的工频电压下提供了 PWM 模式的低通滤波。VSC 所产生的谐波与开关的频率有关。相电抗器限制了谐波电流，而交流滤波器则能减少交流母线电压中的谐波含量。电抗器两端的工频电压确定了交流侧和直流侧之间的潮流（有功和无功功率）。交流滤波器通常包括两个或三个接地或不接地的调谐滤波支路。根据滤波性能要求（诸如允许电压畸变程度之类），不同方案中滤波器的结构可能有所变化。所采用的变压器是普通的单相或者三相电力变压器，带有分抽头调节功能。通过分抽头调节控制二次电压和滤波母线电压，以获取 VSC 最大的有功和无功功率。图 3.72 描绘的是一个 VSC-HVDC 换流站。

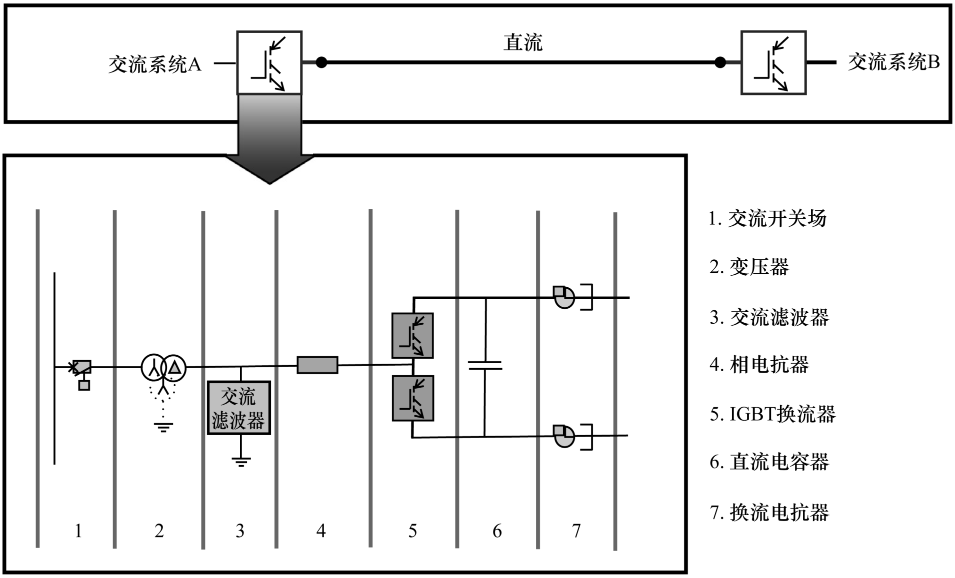


图 3.71　VSC-HVDC 单线图（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

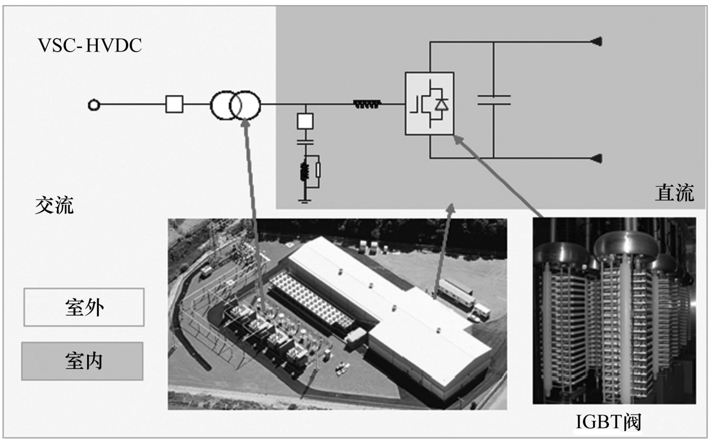


图 3.72　VSC-HVDC 的换流站（© Copyright 2009 ABB. All rights reserved）

VSC-HVDC 的一个具有吸引力的特性是功率方向的改变是通过改变电流的方向而不是通过改变直流电压的极性来实现的，这使得建立一个多端的 VSC-HVDC 系统变得更加容易。这些端点能够连接到同一个交流系统的不同地点或者不同的交流系统，使得多端 VSC-HVDC 系统可能具有辐射状、环状或者网状的拓扑结构。

由于 VSC-HVDC 具有包括灵活的潮流控制和向相邻交流电网提供动态电压支撑的能力等固有优势，使得它成为一种理想的网状交流电网的嵌入式应用技术。结合先进的控制策略，这些特性能够改善电网的稳态和动态性能，从而大大增强智能电网的运行特性。

VSC-HVDC 系统的有功和无功功率快速控制能够改善电网在扰动下的动态性能。例如，如果一个严重的扰动威胁到电力系统的暂态稳定性，可以借助 VSC-HVDC 的快

速的功率减载乃至瞬时功率逆转控制的功能来辅助维持电网的同步运行。

3.4.3　广域监测、保护和控制（WAMPAC）

Jay Giri，Zhenyu（Henry）Huang，Rajat Majumder，Rui Menezes de Moraes，Reynaldo Nuqui，Manu Parashar，Walter Sattinger，Jean-Charles Tournier

3.4.3.1　概述

广域监测、保护和控制（Wide Area Monitoring，Protection And Control，WAMPAC）系统的一个关键和最显著的特征是在一个电网中进行范围很广时间同步测量。WAMPAC 系统基于电网各处电流和电压信号的同步采样，它们所采用的是 GPS[⊖]给出的共同定时信号（见图 3.73）。

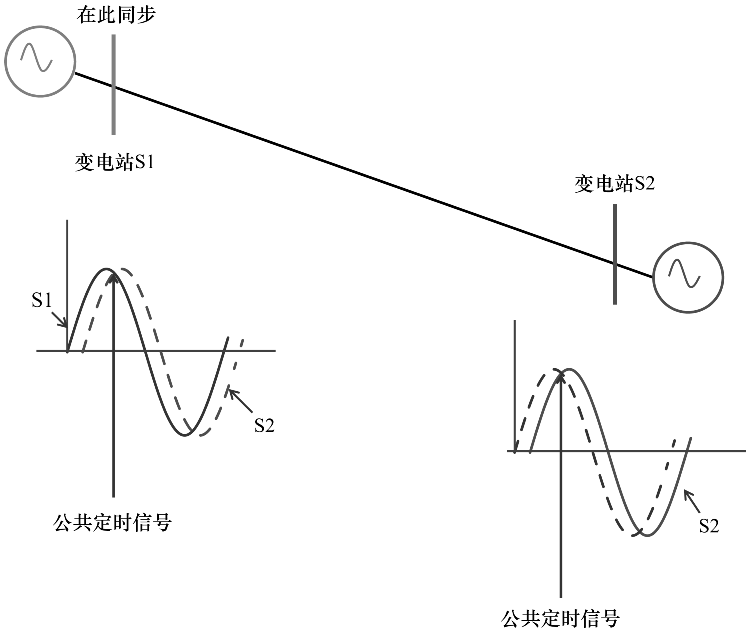


图 3.73　电力系统信号的同步采样

3.4.3.1.1　相量测量装置

PMU（Phasor Measurement Unit，相量测量装置），也称为同步相量测量装置，是 WAMPAC 系统的基本组成部分。PMU 从电压和电流传感器采集电力系统中的信号，并将其转换为相量。相量是采样值信号的复数形式，这些信号通常用于大容量电力输电网的控制和保护系统设计。利用从 GPS 获得的定时脉冲，可以为测量到的相量加上时标，然后以每个工频周期一个数据的速度传递给广域通信网络（见图 3.74）。目前，IEEE 同步相量标准 37.118 定义了从 PMU 传递的相量数据格式。相量的相位信息是以 GPS 定时脉冲为参考的，为了使它具有物理意义，必须把它和同一系统中其余相量的

⊖ GPS（Global Positioning System，全球定位系统）基于卫星导航和时间信号系统，由美国国防部发射的若干卫星构成网络。GPS 最初仅用于军事目的，在 20 世纪 80 年代美国政府将其向民用开放。

相位测量进行比较（相减）。相量的相位差提供了与电力系统中振荡扰动的模式和系统压力相关的有用信息。PMU 提供了关键的同步时间推移信息，例如使人们能够对 2003 年美国东北部大停电事故之前发生的事件有一个清楚的了解。

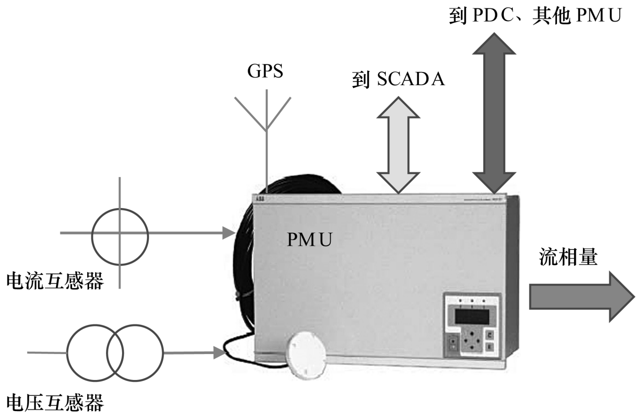


图 3.74　PMU

自从 Arun Phadke 博士和他的团队于 1988 年在弗吉尼亚理工大学研制出第一台 PMU 以来，PMU 技术已经得到了很大的发展。现代的 PMU 已经变得更精确，并且能够测量变电站中更多的数据。大部分 PMU 具有二进制输出模块，用于传输二进制信息（如打开断路器的跳闸信号）。一些供应商将 PMU 集成到继电保护或者数字故障录波器中，采用从 IRIG-B[⊖]时间源中提取的定时信号代替了 GPS 天线。在输电变电站中一个典型的 PMU 连接如图 3.75 所示。PMU 被认为是现代输电系统中最重要、最有前景的测量设备。

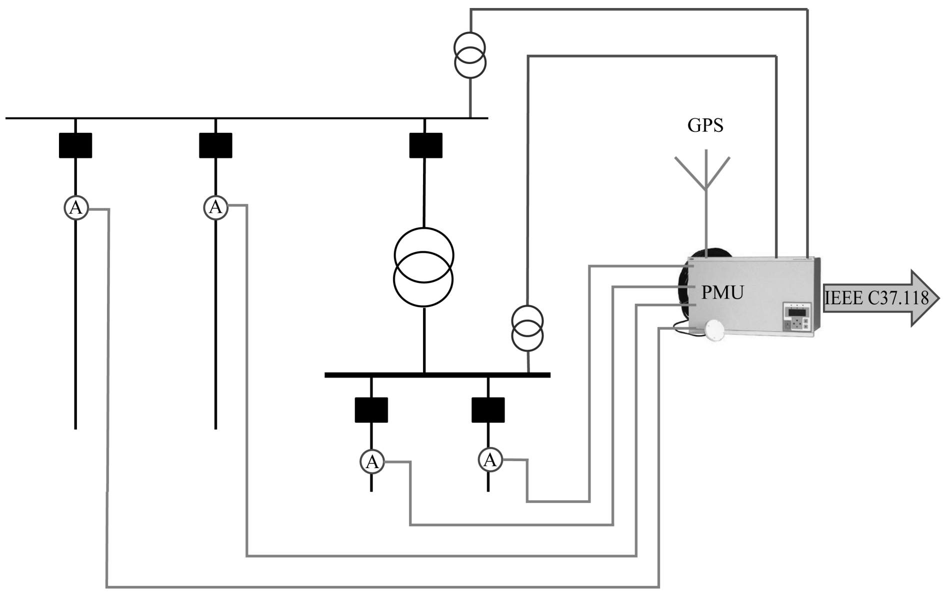


图 3.75　输电变电站中典型的 PMU 连接

⊖ 美国靶场仪器工作组（The Inter-Range Instrumentation Group）的时间协议广泛用于电力系统的精确实时通信中，主要用在需要进行准确时钟定时的设备（如断路器、继电器和其他表计）上。IRIG-B 是 IRIG 标准系列中的串行通信形式。

3.4.3.1.2 时间同步

时间同步是 WAMPAC 应用的核心。WAMPAC 的应用依赖于精确的时标，这些时标随着每个 PMU 测量量传送，用于监测、控制和保护电网。通常，要求时间同步的精度从纳秒级到微秒级。可以通过多种方式实现时间同步，所有的方法都基于分布全网的公共源时钟信号，或者通过卫星，然后经过通信网络（例如采用 IEEE 1588 协议[㊀]），或者采用专用的同步网络（比如 IRIG-B）。对于一个高可靠性和可用性的时间同步系统的迫切需求，意味着要系统地使用精度表示为百万分之几的高质量时钟，这是因为即使在同步信号暂时丢失的情况下也要求能够保持高精度。

3.4.3.1.3 相量数据集中器

相量数据集中器（Phasor Data Concentrator，PDC）从多个 PMU 或者其他的 PDC 中收集相量数据，根据时标排列数据以生成一个同步数据集，然后将数据发送给各种应用所对应的处理器。对于要处理来自电网各处 PMU 数据的各种应用而言，测量数据按其原始时标进行时间排序以生成电网状态所对应的一个全系统同步快照是至关重要的。为了适应在数据传递过程中来自于单个 PMU 的变化的潜在因素，并且也考虑到数据包通过通信系统的延时，PDC 通常会缓冲输入数据流，而且在输出所汇集的数据流之前还包括一定的等待时间。

PMU 通过多种数据格式（IEEE 1344、IEEE C37.118、BPA Stream 等[㊁]）、多种数据传输速率和通信协议（例如，TCP、UDP 等）将数据传递给 PDC。在输入侧，PDC 必须支持这些不同的格式；此外，它必须能够将输入数据流按照标准的报告率进行向下采样（或者向上采样），并且把各种数据集处理成一个通用格式的输出数据流。同一数据集可能存在多个使用者，因此 PDC 应该能够将所接收的数据同时发送给多个使用者，每个使用者可能具有不同的数据要求，这是由其具体的应用确定的。

根据 PDC 在 PMU 和更高层应用间的角色或位置不同，PDC 的功能也是可变的。通常 PDC 有三个层次（见图 3.76）：

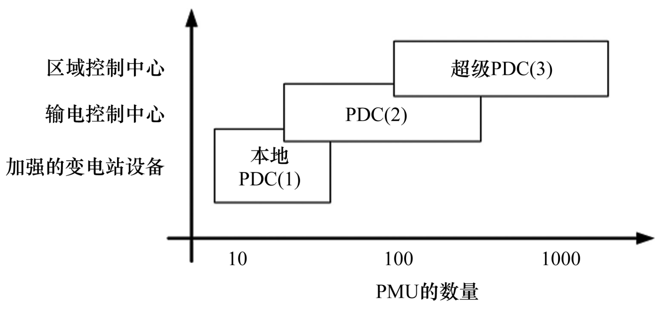


图 3.76　PDC 的层次：（1）本地或变电站层；（2）输电控制中心；（3）区域控制中心层（ISO，RTO）

㊀ 1588 是用于电网测量和控制系统精确时钟同步的 IEEE 协议。

㊁ 这里列出的均是用于交换相量数据的标准协议实例。

1）本地或变电站 PDC：本地 PDC 通常位于变电站内，用于管理变电站内部或者相邻变电站的多个 PMU 的数据收集和通信，并且把这些时间同步的数据集发布给位于控制中心的更高层收集器。既然本地 PDC 接近 PMU 源，它通常按最少的等待时间进行配置。通常也用于变电站的本地控制操作。本地 PDC 可能包括一个短期的数据存储系统，用来保护数据使之不受通信网络故障的影响。本地 PDC 所需维护工作量很少，并且能够在丢失与通信网络通信的情况下独立运行。

2）控制中心的 PDC：这种 PDC 运行在一个控制中心中，汇集来自于一个电力公司的 PMU、变电站 PDC 及相邻电力公司的数据。它们能够向不同的应用同步地发送多个输出数据流，比如可视化、告警、存储和 EMS 应用，这些应用各自都有自己特定的数据率要求。控制中心 PDC 通常采用冗余结构来处理预期的未来负荷，以及满足一个生产系统高可用性的要求，而不管什么样的 PMU 供应商和设备的类型。PDC 需要有能力适应新的协议和输出格式，以及与新应用的接口。

3）超级 PDC：超级 PDC 运行在一个更大规模的区域，负责收集和关联来自于几百个 PMU 和多个变电站或控制中心 PDC 的相量测量。它也可以使电力公司间的 PMU 数据交换变得更简便。除了支持广域监测系统（WAMS）、可视化、EMS 和 SCADA 等应用以外，它还能存档大量的数据（通常可达若干 TB/天）。因此，超级 PDC 通常是企业级应用系统，它运行在集群服务器硬件上，以适应可扩展性的要求，从而满足 PMU 部署和电力企业需求的不断增长。

3.4.3.2　WAMPAC 的技术驱动力及其优点

基于微处理器的微机保护、信息技术和通信技术的发展正改变着输电系统监测的前景。凭借增强的态势感知能力去管理输电可靠性和安全性，这一需求驱动着 WAMPAC 系统的发展。电力传输网和分布在广袤区域的大容量输电系统互相连接，其本身已经发展成非常可靠和安全的系统——根本原因是故障的成本是巨大的。现在，智能电网的理念提倡加强新的可靠性和经济性要求，这将进一步影响在未来如何对输电系统进行监测、保护和控制。

人们希望智能输电网是自愈的，也就是说，当经历扰动、元件故障或者网络攻击时，电网应能够自主恢复。新型的可再生能源的广泛应用为输电网运行带来了新的挑战。随着可再生能源的增加，为了将电能传输到主要的负荷中心，智能电网需要提供更高效的输电通道。电力系统的运行更接近热稳定极限，因此输电运行人员需要增加电网中对设备运行裕度的态势感知。扰动和偶然事件的发生和早期迹象需要及时地被运行人员发现，SCADA 和 EMS 需要更先进的 WAMPAC 应用于输电网络以应对这些挑战。

3.4.3.3　智能电网中的 WAMPAC 需求

需要特别强调智能电网中输电系统的主要功能特点，以真正理解 WAMPAC 的需求。首先，智能电网应该能够从一个电力扰动事件中自我恢复，这些事件通常会造成输电线路和电源的故障或隔离，这可能导致潜在的电网崩溃。智能电网应该高效地管理大量来自风能、太阳能和储能的可再生能源，以及对电动汽车进行有效管理，与此

同时保持电能质量水平不会下降。此外人们还期望智能电网在电力传输方面将更有效率。随着大量间歇性可再生电源的接入，可靠和高效的电力传输是一项非常重要的任务（见图 3.77）。

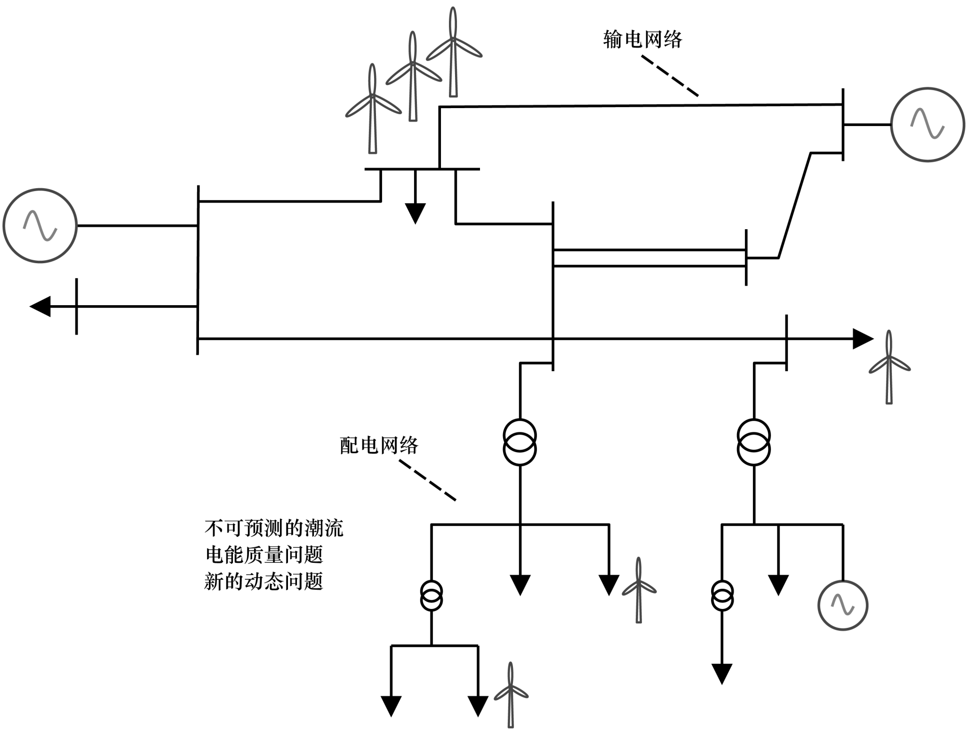


图 3.77　高比例可再生能源对智能电网的潜在影响

3.4.3.3.1　维持大扰动下电网的可靠性、稳定性和安全性

智能输电网应该表现出从电网扰动事件中自愈的能力——在发生扰动和设备停运时，应该对电网供应和电力传输的能力没有或者只有最小的影响。电网已经被设计成能够承受大规模扰动，可再生能源发电的加入将可能把这种承受扰动的能力推动到极致。可再生能源发电将被接入到大容量输电层面和配电层面。电力系统事故通常造成输配电线路和电源的故障或隔离，这可能导致潜在的电网崩溃。随之而来的动态通常迫使发电机和负荷演变到电网的解列状态，这往往会进一步给剩余的电网部件施加压力。对于电网扰动的一个典型的系统动态响应是以电源间的功率振荡形式出现的，这种振荡如果无法受到有效控制，将持续发展并导致系统失稳。局部控制方法解决了大部分的这些电网扰动，而基于广域信息的控制有望成为一种更有效的解决方案。例如，WAMPAC 能够通过广域控制调整发电机电压的励磁定值，从而更有效地抑制持续的功率振荡。已经知道大扰动会产生电压和电流振荡，这通常会导致保护系统不必要的和错误的动作。因此，有必要将系统事件传递给电网保护单元，以帮助它们区分需要动作的和应该暂时忽略的扰动。这样的信息传递必须具备快速处理电网多个远方数据的

能力。

3.4.3.3.2　对大量间歇性电源的管理

智能电网必须支持更高渗透率的间歇性发电和储能。管理这样数量巨大和类型繁多的电源超出了现有 EMS 或 DMS 的处理极限。大量的间歇性发电设备将导致更严重的功率传输波动，这可能迫使输电线路所传输的功率超过其载流能力，从而造成输电网堵塞。智能电网的运行能够协调可再生能源发电，并从缓解这些间歇性潮流的行为中获益。这一协调必须要发生在比当前电网管理系统快得多的时间框架内。

智能输电网要求在控制中心和变电站层面采用先进的监测技术，多个因素驱动了这些要求。与邻近系统不断增加的连接将使现有系统对相邻电网的扰动更敏感。电网中转动惯量低的发电机（比如可再生能源）数量越来越多，可提供的阻尼更少，因而更难抑制系统中所发生扰动的蔓延，可以预见扰动的传播将更加快速。扰动通过电网边界蔓延到邻近电网，这将给系统运行人员提出严峻挑战。必须增强用来监控传统控制中心边界外扰动的可视化工具。输电系统监测将受益于更多的具有更高采样频率的现场可用数据，用于快速而精确地测量扰动和动态过程，以便采取修正或抑制扰动的控制措施。

3.4.3.3.3　保持电能质量

随着大量间歇性发电和电力电子负荷接入到输电和配电系统，智能电网将面临一个新的潜在问题，即电能质量的恶化。在发电功率大幅度变化的电网中，保持正常频率和电能质量是非常困难的。频率和电压质量问题可以通过改进对电源有功及电压的调节加以解决，改进的频率调整来自于储能的应用。解决这些电能质量问题的关键要求是有能力对控制中心中用于处理和分析的数据进行监测、存储和通信，以便激发运行人员的操作。然而如前所述，利用现有的电网管理系统执行额外的数据传输是不可能的，而且大部分的现有测量和监控系统也没有使用足够高的采样频率去捕获这些电能质量问题。因此，需要有一个监测系统，它能够支持用较高的信号采样频率和通信带宽来传输这样的数据。

3.4.3.3.4　提高输电效率

人们期望在智能电网中能改善现有电网资产（如线路和变压器）的利用率。电网应能更高效地将电能从电源输送到负荷处。提高输电设备利用率的一个方法是在不超过设备热稳定极限的情况下对发电机进行优化调度，来使电网的潮流最大化。为了最大限度地提高整个电网的效率，就必须充分开展全系统测量，用来支持对电力系统的优化。电网资产的利用效率也受限于对潜在电网失稳或者停止发电的临界条件描述。可以预期，可再生能源发电和插电式电动汽车将进一步使这些极限的估计复杂化，而且运行人员也可能期望更高的运行安全裕度。为此，可以制定失稳的反措，从而在失稳情况下仍能提供安全保障。而更多的先进决策支持工具显然对于确保智能电网效率的提升是必需的。

3.4.3.4　主要的 WAMPAC 应用实例

3.4.3.4.1　美国

大部分关于 WAMPAC 的开创性研究以及世界范围内最早的应用都开始于美国。目

前，来自于联邦政府的智能电网倡议已经促使一些基金资助 PMU 在美国的大规模部署。在智能电网倡议之前，已经有一个工作组推动 WAMPAC 在美国的部署，即北美同步相量工作组（NASPI）。NASPI 的创立是美国能源部（DOE）、北美电力可靠性协会（NERC）、北美电力公司、供应商、顾问、联邦政府和私人研究人员以及学者之间协同努力的结果。NASPI 的任务是为互连的北美电力系统建立一个稳固、广泛可用和安全的同步数据测量基础设施，以改善电力系统的可靠性和可观性，并结合相关的分析和监测工具实现更好的规划和运行。NASPI 架构被称为 NASPI 网络或者 NASPInet，如图 3.78所示。NASPI 中的关键工作是相量网关和超级相量数据集中器（Super-PDC）的研制。NASPInet 由相量网关组成，通过相量数据总线交换数据。NASPInet 的工作总目标是研制一个工业级、安全、标准化、分布式和可扩展数据通信的基础设施，支持应用于全北美的电力企业同步相量测量的传播。

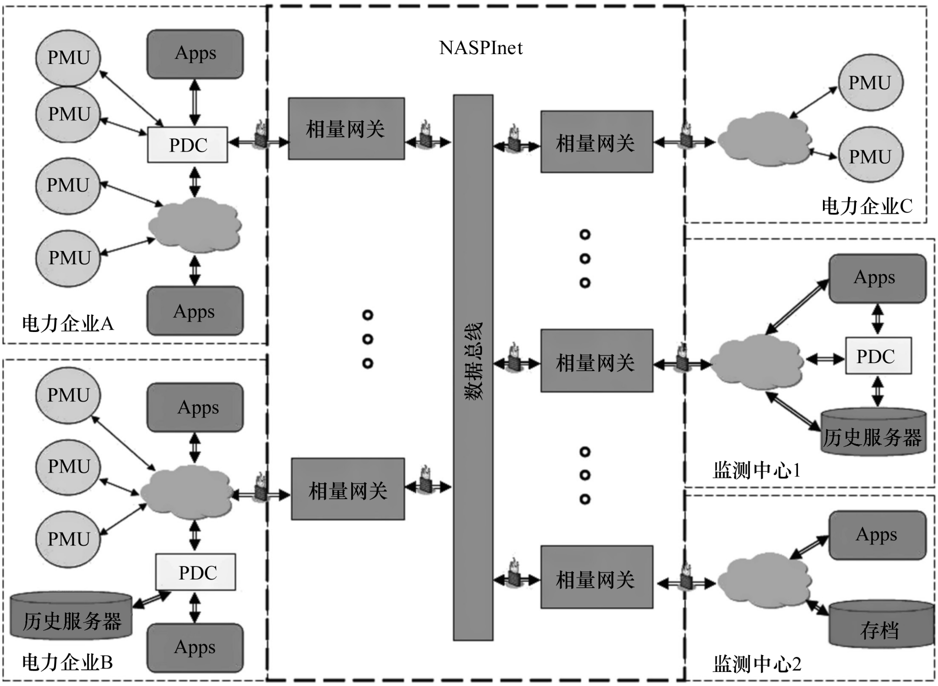


图 3.78 NASPInet 的概念架构（Quanta Technology LLC，Phasor Gateway Technical Specification for North American Synchro-phasor Initiative Network（NASPInet），May 29，2009.，http：//www. naspi. org）

3.4.3.4.1.1 相量网关

相量网关是一个电力企业或其他授权方与利用 NASPInet 进行同步相量数据交换的数据总线之间的基本接口。相量网关在电力企业一侧管理所连接的设备、服务的质量及网络安全和访问权限，执行所需的数据转换，并和带有数据总线的企业 PMU 网络接口。相量网关的主要功能包括：

1）作为唯一的数据总线接入点，该数据总线通过基于发布/订阅的数据交换机制，进行跨组织间的同步相量信息交换。

2）促进和管理用户 PMU、PDC 和相量信号的注册，这一目标通过一个命名和目录服务（Name and Directory Service，NDS）的全系统的注册表来实现。在数据发布到 NASPInet 之前，所有的实时数据流的来源需要通过所属相量网关登记，包括设备的物理位置、设备类型、设备识别码、信号描述、信号质量、根据相量网关拥有者的归属权以及 NASPInet 命名转换等的信息。只有具有 NDS 的数据源注册成功，相量网关才发布数据。

3）促进和管理相量数据的订阅和发布。发布/订阅机制由三部分组成：发布者的设备/信号注册，由订阅者触发的发布者和订阅者之间的订阅设置，以及订阅数据的服务质量和数据安全性。相量网关拥有者在把数据发布到 NASPInet 时，对每个订阅者和信号保持对其数据发布的完全控制，这包括了具体的数据订阅者及其订阅内容。因此，非订阅者被防止在没有有效订阅的情况下接收其他人发表的数据。对于订阅者而言，也能确保数据仅来自于他们所订阅的发布者。

4）管理和传播网络安全和访问权限。相量网关应该给予系统管理员配置、运行、诊断和控制相量网关访问权限的职责，以确保在每个用户和每个信号的基础上对数据的合理访问和使用，包括谁能够添加、编辑和删除用户，以及控制每个用户的访问权限。安全性必须满足相应的 NERC（北美可靠性协会）、CIP（美国 CIP 程序）、FIPS（美国联邦信息处理标准）和其他相关的网络安全标准和指南，以保护运行和数据交换的可靠性。

5）根据数据服务的级别，管理通过相量网关的流量优先级。从等待时间、数据率、可靠性等方面说来，不同的应用有不同的数据要求。根据这些要求，可以确定五种不同的应用分类：A 级，反馈和控制；B 级，开环控制（比如，状态估计）；C 级，可视化；D 级，事后分析；F 级，研究和发展。相量网关必须支持基于优先流量级的数据传送，也就是说，更高优先级的数据总是在低优先级数据之前处理和传送。

6）监测数据的完整性。这包括能够通过对发送到或者接收自数据总线的数据进行监测，确定其与数据服务级别具体要求的偏差和一致性，从而确保所有传输的数据满足服务质量的要求。由相量网关所提供的统计数据类型是丢失包的数量和丢失包率、带有数据完整性检查的包的数量、数据流中断、数据流延时和输入数据结构的改变。当存在过多数据错误或者数据不符合数据服务级别的具体要求时，相量网关也应该能够通知运行人员。

7）提供数据传输、访问控制和网络安全的记录用于分析所有的异常情况。相量网关应该记录所有用户的活动（如访问请求）、系统管理活动（如数据源注册）、相关的数据订阅活动、服务质量告警、网络安全告警、应用误差等。因此，任何异常都能被追踪和分析，以确定它是由 NASPInet 自身的恶化或故障所致，还是非法实体（黑客、入侵者、非法设备的连接、非法用户的登录等）有意或无意的侵入所造成的。

8）提供 API（应用程序接口）与用户系统和应用程序接口，以访问数据总线数据

和服务。

3.4.3.4.1.2　超级 PDC

专业术语“超级相量数据集中器”或者“超级 PDC”是在东部互连电网相量项目（EIPP）的背景下被首次提出的，这是一个由 DOE 主导的项目，开始于 2002 年，其目标是传送美国东部互连电网中同步相量信息的即时值。该项目最开始的关注点包含了整个东部互连电网已有 PMU 设备的连网，以及传输这些数据到一个集中的地方，以便对数据进行集中和归档。为了支持这一 EIPP 的尝试，田纳西州流域管理局（TVA）付出大量的投资，用于为整个东部互连电网发展这样的集中式 PDC（命名为“超级 PDC”）：①能够从部署在不同电力企业和 ISO 的多个 PDC 和 PMU 中收集数据；②支持各种各样的相量数据传输协议（比如 BPA 的 PDCStraem、IEEE C37.118、IEEE 1344、OPC、弗吉尼亚理工大学的 FNET），以确保在互连电网内所有的具有 PMU 功能的装置能够连成一体；③包括一个综合数据库机制去管理与相量测量相关的元数据；④利用快速历史数据检索机制，能够将这些海量的测量数据归档。

TVA 所建设的超级 PDC 架构如图 3.79 所示。它包括实时数据采集模块，用于解析来自于不同设备和协议的数据包，TVA 的专用 DatAWare 数据库接口，该数据库保持一个 30 天的滚动归档，数据预处理模块负责把这些按时间排列的数据进行同步和封装到一个单独数据流中，最后是实时广播模块用于将这些数据实时地传输给应用程序。TVA 的超级 PDC 目前接收来自东部互连电网中大约 120 个 PMU 的数据（这是北美最大的 PMU 数据集）。它存到历史档案中的数据没有经过数据压缩，大约每天收集 36GB（1TB/月）。

在 2008 年，北美电力可靠性协会（NERC）和 TVA 签订协议，开始设计第二代 TVA“集中式”超级 PDC 架构。在这种架构中，区域超级 PDC 能够与不同工作区域协同工作，来产生一个数据收集的分布式系统，以及集中管理和配置的汇集节点，通过这些节点间最少量的信息交换以确保高可用性。通过这种方式，计算密集型的任务（如受 I/O 速度限制的数据归档）能够通过分布式资源而分散执行。此外，这样的分布式方法也能够消除对早期集中式方法中单个点故障的担忧（见图 3.80）。

在 2009 年底，TVA 开放了超级 PDC 的源代码——openPDC，并在 2010 年 1 月正式发布了 openPDC1.0 版本的源代码。openPDC 是对最初的 TVA 超级 PDC 做出更高的性能优化和扩展性修改后的增强版。在 2010 年 4 月，TVA 和 NERC 确定由电网保护联盟（GPA）继续提供 openPDC 基础代码管理，GPA 是一个支持电力工业的非盈利性组织。

有几家美国电力公司在它们 2010 年的智能电网投资拨款（SGIG）中已经着手试验计划用以实现和展现 NASPInet 的不同侧面。可以预想，NASPInet 一旦被充分部署，将支持几百个相量网关和几千个 PMU，每个典型的采样数据在 30 次/s 左右。

3.4.3.4.2　欧洲

广域监测系统（WAMS）在欧洲的概念和应用可回溯到 20 世纪 80 ~ 90 年代，当时 EdF［即当时的法国输电系统运营商（TSO）］提出了一个基于相量测量的庞大计划。然而，由于所需要的变电站和中央控制系统间的所有远程通信都依赖于非常昂贵的卫

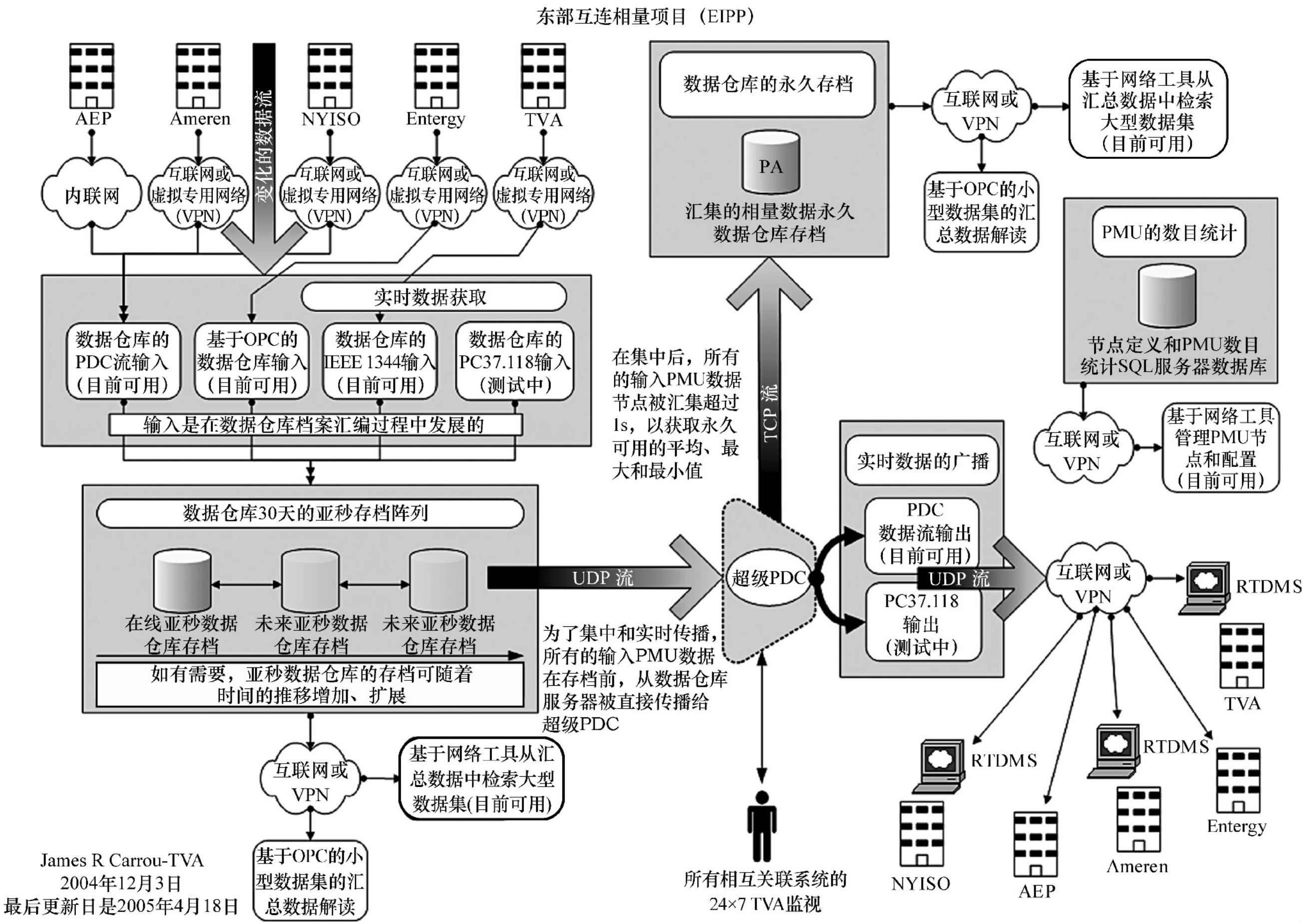


图 3.79　NASPI 的超级 PDC 架构（来自 Myrda, P. T. and Koellner, K. , NASPInet-The internet for synchrophasors, 43rd Hawaii International Conference on System Sciences（HICSS）, Kauai, HI, Janaary 5-8, 2010）

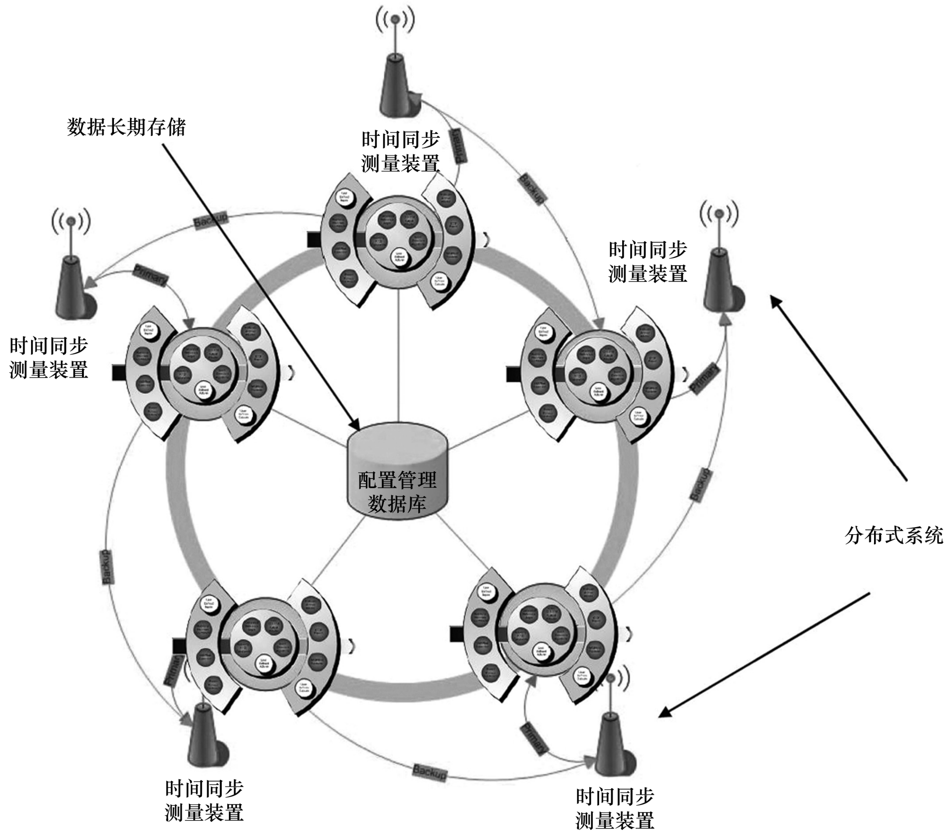


图 3.80　第二代超极 PDC 系统（来自 Myrda，P. T. and Koellner，K.，NASPInet-The internet for synchrophasors，43rd Hawaii International Conference on System Sciences（HICSS），Kauai，HI，Janaary 5-8，2010）

星通道，因此该系统从来都没有真正投入运行。随着 PMU 技术的进一步发展，以精确的 GPS 时间同步以及低成本、可靠的陆地通信通道的发展为基础，在仅仅 10 年后相量技术就重新启动。与此同时，精确的同步离线暂态录波器已经被研究用于动态模型校准，此外还用于高度网格化的欧洲大陆电力系统内复杂事件的分析。采用更精确的测量设备的一个主要驱动因素是 20 世纪 90 年代初期东欧电力系统和西欧电力系统的互连，由于系统规模增大导致系统动态特性也更加复杂。这一需求在今天被进一步强化，因为市场活动不断增加，以及大量远离主要用电用户的可再生能源（风力）的接入导致电力传输距离增加，这都会造成输电系统基础设施的利用率大幅度提高。

电力系统设备制造商已经认识到系统运行人员的需求，并且已经研制出能够测量电压和电流相量的设备，这些相量随后将在中央 PDC 进行在线计算。在这种集中式通信和数据计算的水平上，结合一个相应的可视化平台，人们开发出了大量的应用程序。这一技术相对新颖，正在进行的 WAMS 研究和应用可分成两类，如下详述。

3.4.3.4.2.1　大学/研发和示范项目

对于这类应用，数据采集是利用公共互联网的连接进行的，而数据服务器位于大学或者制造厂家的实验室。所用的 PMU 主要安装在建筑物的低压出线上。由于这一事实，相关的分析局限在测量用户处的频率和电压相角。一些被欧盟委员会资助的项目（如 ICOEUR）已经开始产出有价值的成果。

3.4.3.4.2.2　工业级应用

在工业应用中，数据采集是在私营 TSO 赞助的通信通道中进行的，此时 PDC 被嵌入到 TSO 的 IT 环境中，并且 WAMS 的测量结果已经用于 TSO 的运行或规划部门。与大学牵头的研发项目相比，TSO 的测量是在高电压等级电网中利用专用的 CT 和 VT 进行的。因此，也可以获得更准确和更高分辨率的有功和无功测量值。

基于不同的技术和相应的软件及硬件供应商，欧洲大陆（CE）电力系统通过接收来自于不同国家不同输电变电站的 WAMS 测量进行监测。为了分析在过去几年内所有对系统有不同程度影响的事件，那些设备已经为相关的事后动态系统分析提供了重要的辅助。相同的测量被连续地用于动态系统性能的监测，此外还用于系统动态模型的校正。

一些欧洲 TSO 已经将 PMU 和相应的 PDC 信息整合到它们的 SCADA 系统中。相应的主要应用如下：①电压相位差监测；②线路发热监测；③电压稳定监测（在线 *P-V* 曲线）；④系统阻尼的在线监测（具有在线参数估计的在线模式分析）；⑤超越了预定的临界水平后的智能预警；⑥系统负荷的在线监测。

为了增加系统对超越自身系统观测区域情况下的可观测性[⊖]，一些欧洲 TSO 已经通过在线交换 PMU 数据来相互协调它们的 PDC。其中的一个应用可见于瑞士国家电网公司建立的网页应用，如图 3.81 所示。

在欧洲大陆电力系统中，超过 100 个 WAMS 设备正在运行，持续发送高质量的测量数据，用于电力系统的运行和系统规划。精确的带时标测量量已经显示了它们对确保电力系统的安全运行是非常具有价值的。用于数据后加工的相关工具也已经证明了它们的完备性。然而，结合传统 SCADA 系统的 WAMS 仅仅达到初始阶段。此外，随着所有合作者（大学、制造厂家、TSO、顾问）的主动参与，将不得不努力增强这些连接与将要实现的动态安全评价（DSA）、VSA（电压安全评价）和广域保护系统（WAP）的结合。

3.4.3.4.3　巴西

巴西覆盖了南美大陆的很大一部分，其版图的最远端距离（从北到南、从东到西）大约 3900km。今天，巴西的互连电力系统（Brazilian Interconnected Power System，BIPS）覆盖了几乎 70% 的巴西领土，拥有一个庞大的输电网络，230kV、345kV、440kV、500kV 和 765kV 各电压等级的输电线路全长超过 90 000km，包含一个 600kV 高压直流输电线路、

⊖ 电力系统的可观测性是开展电力系统状态估计的必要条件。状态估计用于给出电力系统所有已测量或未测量的电气量的估计值，其输出结果可用于电力系统在线运行和管理的工作，如潮流计算等。



图 3.81　瑞士国家电网公司的网站上给出了目前欧洲境内的 PDC 连接

（截止于 2012 年 1 月© Copyright 2012 Swissgrid AG. All rights reserved）

大约 400 个变电站和超过 170 个发电厂。图 3.82 给出了巴西主要的输电网络。

这个国家主要的发电资源是水力。在过去，超过 80% 的总装机容量和接近 90% 的电能生产来自于水电厂。这些水力发电厂位于巴西境内 12 个主要的流域，其中很多并不靠近位于东南部和南部地区的主要负荷中心。一些最大的水电厂离负荷中心是最远的，这就必须进行大规模电力的远距离传输。降雨及其所带来的流入模式在不同的地区之间是不同的，而每个地区除了干、湿年外，其全年的变化也很明显。在这种情况下，巴西电网的主要运行任务之一是利用在每个输电区域中季节性降雨和水流的差异，通过跨地区的电力输送，获得尽可能多的经济收益，这可通过可用水资源的最优化并结合热能的互补而实现。这个过程的结果对于电力系统的总运行费用有直接的影响。所有的这类电力系统在失去了重要负荷的情况下，由明显的发电和负荷不平衡所带来的扰动可造成过多的频率变化、电压崩溃情形甚至电网某一部分的孤岛。系统动态行为的研究已经显示跨地区的低频机电振荡在 0.3 ~ 0.8Hz 的范围内。这些振荡通常能得

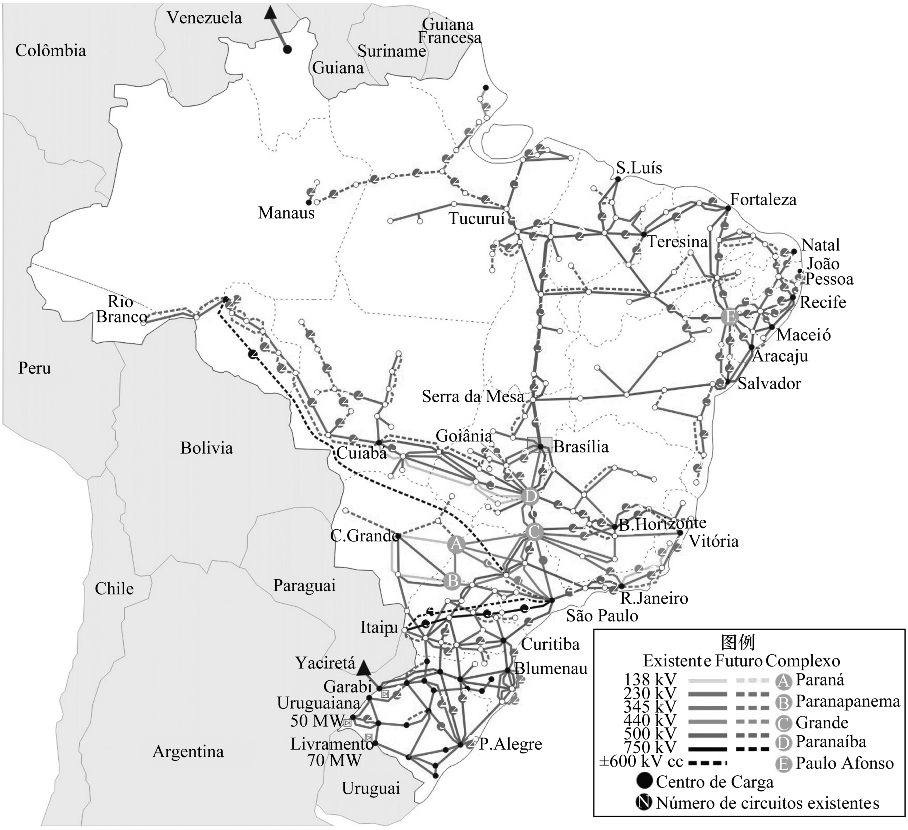


图 3.82　巴西的互连电力系统（Courtesy of ONS，Brazil，2010）

以很好地抑制，但在一些扰动中也会扩散，从而带来严重后果。为了避免这种情况，传统的系统完整性保护方案（SIPS）用于执行预定的操作，减载或者切机是应对系统预期突发事件（如丢失主要输电通道中一个或者多个回路）的一些计划措施。巴西电力系统的经济和可靠运行也必须适应1998年以来建立的一个解除管制的电力市场的需求，这增加了电力市场中参与者的数目。因此，巴西电力系统的主要运行挑战是如何取得最优的水力资源利用，同时在远距离输电系统和市场运行规则的约束下确保电力系统的可靠运行。

在巴西，对输电网同步测量的关注出现在20世纪90年代，因为在没有同步测量信息的情况下，在电网大范围扰动期间很难获取系统的实际动态性能。PMU受到了巴西电力研究委员会的注意，该委员会是巴西电力系统中协调互连电网运行（GCOI）组的一个成员。PMU在巴西电力系统应用的可行性是这个委员会所做的初步研究的题目，电力企业和制造厂商也参与其中。

随着20世纪90年代末巴西电力部门的重组，BIPS的运行被移交给一个最新成立的独立系统经营者——ONS。在1999年3月11日，仅仅在ONS开始运行BIPS后的两个月，巴西遭遇了一次大停电。这次停电主要影响东南部地区，这里是巴西全国范围

内最大的负荷区域。3 月 11 日的事件分析凸显了对更好的测量手段的需求，这些测量手段应能实现长时间持续的动态行为录波。遵循这次大停电事后分析的建议，ONS 在 2000 年启动了一个项目，在 BIPS 中部署 WAMS 以记录其动态性能。而在 2003 年，在巴西出现了第一个商用 PMU 产品。在 2004 年，巴西的监管环境发生了变化，ANEEL（巴西电力监管局）决定不再允许 ONS 拥有输电资产。ONS 与 ANEEL 一起重新制定了项目的策略，从早期的集中式方法变成离散式的。此后，在 2005 年通过一个方案，并建立了框架结构，这个方案清楚地定义了 ONS 和电力公司在实现 WAMS 项目中的职责和任务。对于 ONS，其主要职责和任务如下：①定义和确定 WAMS 的体系结构；②确定、获取和安装 ONS 的 PDC；③明确 PMU 在 BIPS 的安装位置；④协调 PMU 模型的认证测试，以保证系统的一体化和 WAMS 的整体性能；⑤确定 WAMS 的部署计划并协调电力公司的 PMU 安装。对于电力公司，它们的职责和任务如下：①购买、安装、运行和维护安装在它们变电站中的 PMU；②提供通信连接，遵从由 ONS 所协调的技术要求、规范和计划。

巴西 WAMS 的部署计划有三个主要部分：

1）阶段性的部署计划：ONS 已经采取一个阶段性的部署计划去解决这个项目大部分的问题。在应用侧，ONS 将关注足够数量的 PMU 首次部署在选定的位置上，以便为一些预想的离线应用进行系统动态录波，比如事后分析、系统模型校正和性能评价。PMU 的数量将逐渐增加用于实时的系统运行支持，比如状态估计的改进，直到 BIPS 更高的电压等级（345kV 及以上）通过相量测量达到完全的可观测性为止。由于该项技术带来了实际经验，因此用于 WAC 和保护的额外 PMU 设备将只在系统部署的后期考虑。这一阶段性部署计划能够使电力公司和 ONS 限制初始的资金投入，最大程度降低项目很多不确定因素所带来的风险，并在进行一个完整规模的部署之前逐步获取系统经验。

2）自上而下的系统设计方法：ONS 已经采用一个自上而下的系统设计方法，目的是为了避免在阶段性部署计划中将来潜在的一些问题。这种自上而下的方法允许 ONS 在 WAMS 设计中，不仅考虑当前应用的需求，还考虑未来应用的需求。考虑到以后易于系统扩展，该系统的体系结构被设计成高度灵活和可扩展的。它也允许系统设计考虑当前现成的产品、技术成熟度以及当前来自于 BIPS 的通信支持。除了系统设计，这种方法能够使 ONS 提供 PMU 和安装运行在变电站内的其他任何系统元件的统一设计规范，比如变电站相量数据集中器（SPDC）。这些规范将被涉及这个项目的所有电力公司在它们采购过程中使用。

3）PMU/PDC 的认证测试过程：为了确保巴西 WAMS 的整体性能，ONS 已经把 PMU 和 PDC 的认证测试过程作为其部署计划的一个完整部分。PMU 认证测试过程包括首先提出一个 PMU 测试方法和测试指南，然后执行 PMU 认证测试，以确保所有电力企业获得的 PMU 都满足标准和系统要求。ONS 也正在设想 PDC 测试和认证的需求。WAMS 体系结构设计包括了使用变电站 PDC 去聚集和处理来自变电站 PMU 的数据，然后把数据发送到安装在 ONS 控制中心的 PDC。因此，必须证明变电站 PDC 与所有 PMU 模型以及安装在 ONS 控制中心的 PDC 间具有充分的互操作性。巴西 WAMS 的一个主要

系统设计目标是采用阶段性部署计划，实现系统的灵活性和可扩展性，易于系统扩展。对于在 ONS 控制中心的 PDC，最初它们将仅仅支持少量相量测量，但在项目的最后阶段，它们可以很容易被扩展到同时支持几百个 PMU。ONS 正研究能够使其验证主要的 PDC 能否满足早期要求的测试工具/方法。

在巴西，另一个重要的 WAMS 倡议来自圣卡塔琳娜州联邦大学（UFSC）。这个倡议开始于 2001 年，是作为一个研究项目由 UFSC 和一个巴西的工业合作伙伴共同承担。在 2003 年，项目获得了巴西政府的财政支持，这使项目组得以部署一个相量测量系统样机。这一巴西首个 WAMS 系统测量在 9 个大学实验室的配电网低电压，并通过互联网和位于 UFSC 的 PDC 进行通信。该系统记录 BIPS 在最近的主要电网扰动期间的动态性能。现在，另一个 UFSC 项目在巴西南部的三个 500kV 变电站装设 PMU。

WAMS 部署被认为是把巴西输电系统发展为一个真正智能电网的重要一步。这里有一个共识，就是同步测量将成为下一代 SCADA 和 EMS 的一部分。没有更好的测量系统而发展更先进的 EMS 应用是非常难的。

3.4.3.5　WAMPAC 在智能电网中的角色

智能电网依赖于多个电力公用系统相互间的互操作，这种相互作用的程度将通过多个电力系统在足够时间间隔内通信和交换有用数据的能力进行控制。PMU 数据是被时间标记的，因此任何与 WAMPAC 进行互操作的系统都必须包括时间同步功能。例如，WAMPAC 系统能够与网络管理系统互通，从而能够改进控制中心对扰动的可视化。另一方面，网络管理系统能提供 WAMPAC 无法模拟的其他系统信息，以改善 WAMPAC 的性能。

WAMPAC 是用于 PMU 的 WAM、WAP 和 WAC 等词汇的总称。因此，WAM、WAP 和 WAC（WAMPAC）的集成是在相关应用集成的背景下的，这包括利用源于 PMU 并由 PDC 收集和散布的相量数据应用，以及支持体系结构的应用（如美国的 NASPI）。

3.4.3.5.1　维持可靠性、稳定性和安全性应对大扰动

3.4.3.5.1.1　广域监测（WAM）

既然电网状态是不断变化的，电网整体的健康状态也应是不断变化的。电网运行的职责是连续地监测实时条件以获取系统当前的状态，决定是否需要采取补救措施，并在必要时确定和执行这些补救措施。同步相量和 WAMPAC 技术是智能电网的促成技术，在为电力工业提供新的 SA 工具以快速地评估当前的电网状态方面提供了美好的前景。特别地，PMU 能够以高的亚秒分辨率，非常精确地直接测量系统状态（如电压和电流相量），这非常适合用于观察电力系统的动态行为并描述其稳定性。同样重要的是，这些测量的时间具有序列属性，这将允许来自不同位置的相位比较，以评估覆盖一个广阔地区的电网所面对的压力。基于测量的技术利用了 WAMS 技术的这些特性，将弥补现有 EMS 系统的局限。图 3.83 说明了基于 PMU 的 WAMS 和基于网络模型的 EMS 混合方案如何能够提供更为广泛的电网安全性评价。当基于测量的技术能够应用于广域基础上的电网状态的快速和精确评估时，基于模型的 EMS 应用将提供所需要的环境以建立动态安全极限，并提出缓解潜在不利条件的补救措施。

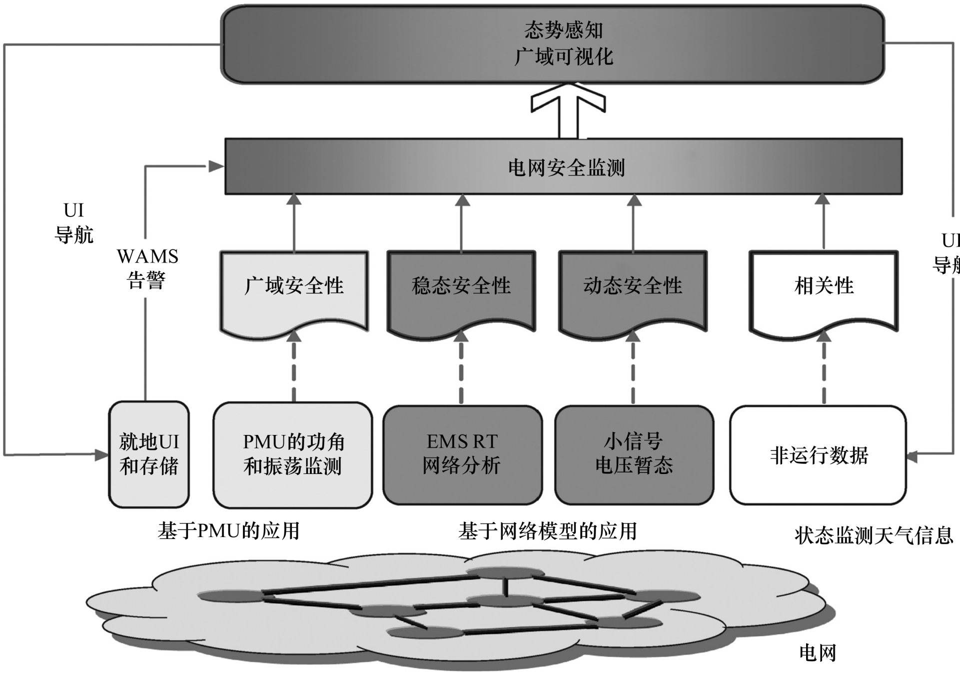


图 3.83　WAMS 和 EMS 的整合用以加强电网安全性评价

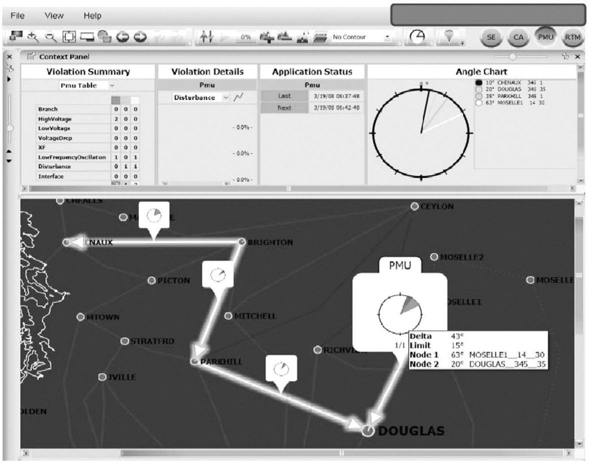
(© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved)

由 WAMS 所提供的相位差信息可以很好地表征电网是否失稳，并且能够表示系统中的潜在电压稳定或功角稳定问题。类似地，相位快速变化的高分辨率测量值能够表征由于线路故障所造成的输电容量的突然减少。利用 WAMS 提供的相位差信息还能用于评估当前电力系统局部和跨地区的阻尼水平，提供振荡最显著地方的位置信息，并且当系统出现弱阻尼时向运行人员报警（见图 3.84）。其他基于测量的广域安全性评价包括使用来自同步相量的局部化频率测量和亚秒 PMU 数据中可观测的时间延时，再加上任意的额外实时 EMS-SCADA 和输电网拓扑信息，快速识别扰动来源的具体位置，检测和管理电气孤岛状态，然后检测电网分离后的系统恢复。

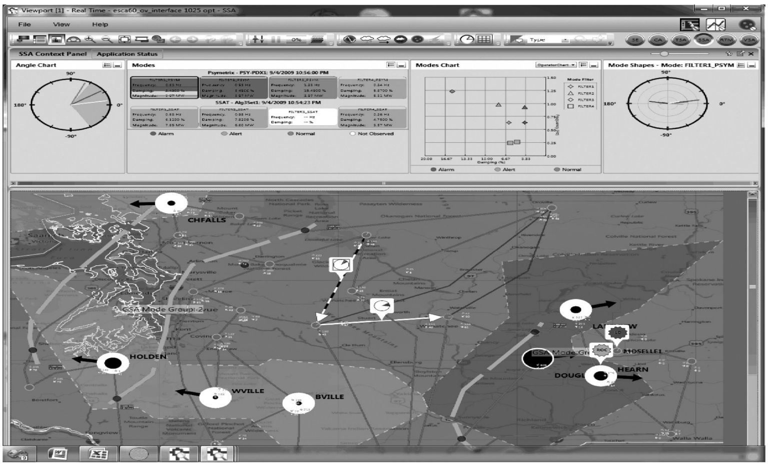
WAMS 技术也有助于进行电网稳态分析。PMU 直接测量系统状态，利用附加的电网实时测量能够改善 EMS 的状态估计应用，这有助于增加电网的可靠性和性能。在智能电网中，迫切需要能对系统运行进行预测，来帮助控制中心运行人员做出决策。一旦运行人员已经对电力系统当前状态及其脆弱性做出评估，如果发现一个确定的偶然事件或者扰动即将发生，那么他将需要依靠假设分析工具，去做出防止不利状态的决策，并给出补救性措施的建议。如此一来，关注点就从问题分析（被动）转移到决策（前瞻性/预防性）。WAMPAC 将在未来的电网决策支持系统中扮演重要的角色，它将使用更精确的预测信息和更先进的分析工具，从而能够有把握地预测系统状态并分析电网中的假设分析场景。

3.4.3.5.1.2　广域保护（WAP）

由于可再生能源发电和分布电源的接入，智能输电网的保护将变得更具挑战性。



a)



b)

图 3.84　相位差监测（图 a）以及局部和跨区域的振荡监测（图 b）

（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

传统电网中的基础继电保护系统很大程度上是基于传统发电机对短路的响应而设计的。从发电机流向短路点的故障电流模式相对而言具有很大的确定性。分布式电源的接入使这些响应变得不那么确定，增加了短路检测失败的风险，也增加了在没有故障情况下保护系统误动作的风险。电网中大量的分布式电源的存在也能够导致故障清除后系统行为的不同动态变化，从而引起系统扰动的更大风险，这些系统扰动包括能够在全系统传播的功率摆动和振荡。智能电网的故障检测和隔离方案将不得不做出重大修订，来考虑分布式电源对短路的影响。WAP 能够处理多个本地和远程测量量，执行更广区域的保护方案，来抑制或防止扰动在互连电力系统中的传播。WAP 能用于隔离智能电网中不正常的区域，以防止扰动波及其他区域，还能识别电网中的解列边界，以生成能够在大扰动后幸存的孤岛。WAP 系统用于当控制措施不能够解决扰动时对系统进行

保护，保护动作包括系统解列、受控的孤岛隔离和发电机跳闸，同时可用来抑制一个大规模扰动加速发展成为系统崩溃。

3.4.3.5.1.3 广域控制（WAC）

随着全世界能源需求的极大增长，现有的输电网正被推向到它们自身的极限。在保持电网稳定性的同时，能源基础设施也必须考虑环境制约和能源效率的需求。大量的可再生能源、HVDC 和 FACTS 设备在输电系统的使用，导致了电网在可控性上变得更加复杂。为了利用这些设施去改善整个电网的稳定性，必须提出一种系统级的方法。使系统级控制能够利用远方信号的前提条件是建设具有高带宽的非常可靠的通信基础设施。PMU 是关于控制系统的组成部分。在包括 HVDC、FACTS 或者电力系统稳定器的监测和控制的广域控制系统中，应用 PMU 能有助于提高传输容量，并应对各种大扰动，如图 3.85 所示的功率振荡。这些远程信息来自于一个广域监测系统（WAMS）。

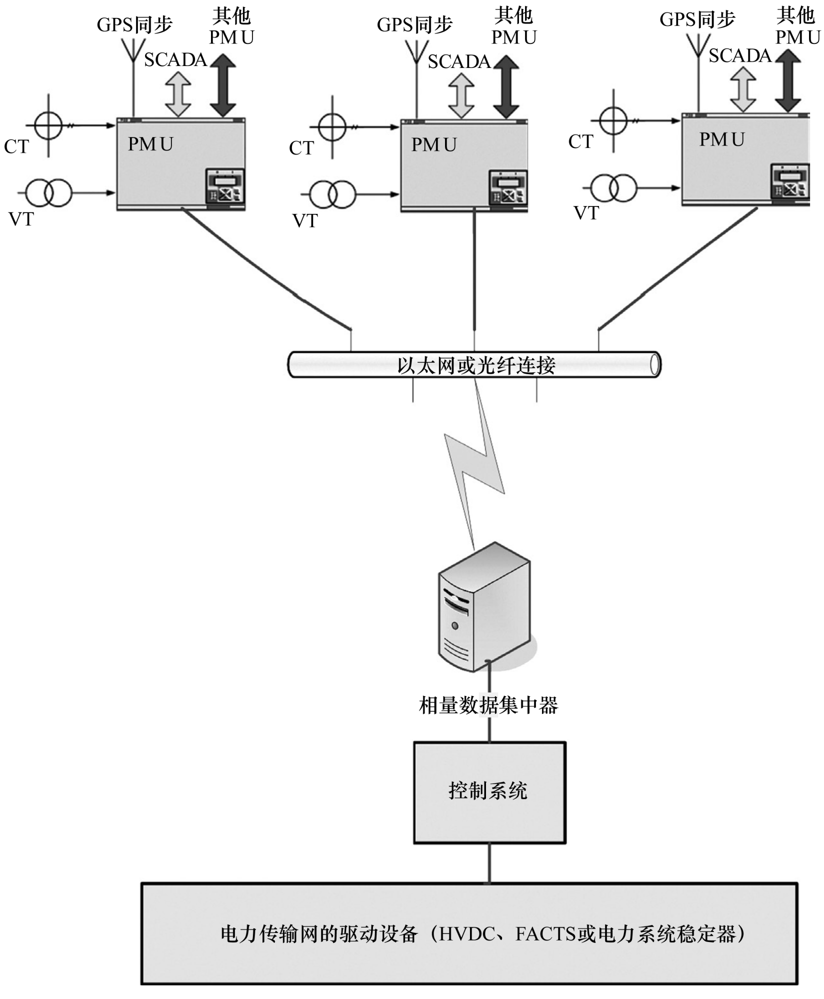


图 3.85 智能电网 WAC

WAMS/WACS 的应用范围从监测（如状态估计和电压稳定性监测）到广域控制（如功率振荡的阻尼）。可以预见，WAMS/WACS 将能大大改善未来智能输电网的运行。例如，电网事件通常会造成输电线路和发电机的故障或隔离，这会导致潜在的系统崩溃。WAC 能向保护和控制系统传输闭锁或优先信号，从而使电网承受住这些扰动。例如，众所周知，在电压崩溃事件发生期间，变压器分抽头动作试图恢复电压至正常水平的操作反而会加重电压崩溃。WAC 能够给这些变压器发送闭锁信号，禁止在它们的分抽头变换器在电压崩溃期间发生动作，从而可能规避电压崩溃事件的发生。

3.4.3.5.1.4　广域稳定性

智能电网的建设在发电侧和负荷侧都带来了更多的动态和随机性，这将使电网在面对不利振荡时变得更脆弱。机电振荡，也称为小信号稳定性[⊖]问题，是对输电网稳定性和可靠性的一个主要威胁。一个弱阻尼振荡模式能够变得不稳定，产生大幅度振荡，导致系统崩溃和大规模停电。为了提供可靠运行的安全裕度，大多数国家都被迫让输电线路运行在低于现有传输容量的状态。世界范围内已经发生过几起系统性的低频振荡事件。其中，最著名的是 1996 年 8 月 10 日在美国西部电力系统发生的涉及无阻尼系统性振荡的大停电。图 3.86 所示为在 1996 年 8 月 10 日事件中测量到的美国西北部到加利福尼亚功率传输的情况。自从第一条线路在 15：42：03 跳开后，系统不断地恶化。大约 6min 后，无阻尼的振荡产生，系统被解列为几个孤岛。

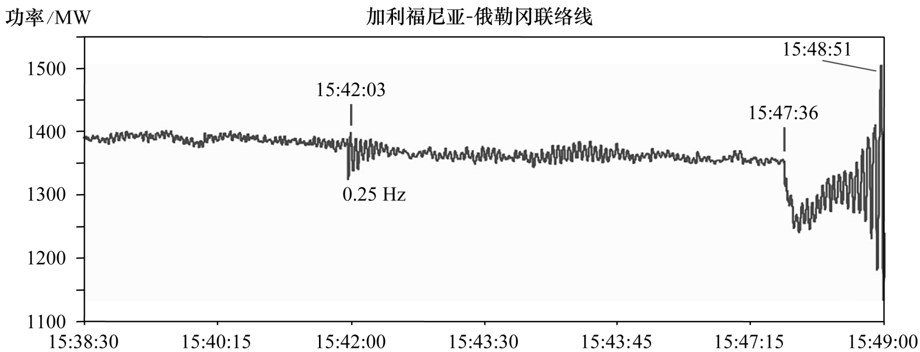


图 3.86　造成 1996 年 8 月 10 日美国西部电力系统孤岛事件的无阻尼振荡

解决这个问题的第一步是发展低频振荡的实时监测技术。在过去 20 年，人们在通过测量进行系统振荡行为的监视方面已经投入了巨大的努力。先进传感器（如 PMU）的部署为检测振荡模式提供了所需的高精度时间同步数据。一类基于测量的模式分析方法，也称为 ModeMeter，使用实时相量测量进行系统振荡模式及其阻尼的估计。但是，对于新方法还有一个需求，就是把模式信息从一个监测工具处交付实际实施。那些方法应该能够将低阻尼和电网运行状态通过实时模式关联起来，使得当观察到低阻尼时，运行人员可做出对调节运行状态的反应。

⊖　指的是电力系统在受到小扰动时保持同步运行的能力。

用于电网运行的模式分析（Model Analysis for Grid Operations，MANGO）是一项由美国能源局资助的研究计划，目标是充分实现输电网功率振荡的检测问题，并建立一个辅助电网运行决策的步骤以减轻区间振荡。比起另一种基于调制的方法，MANGO 的目标是通过对运行点进行调整来改善阻尼，而基于调制的方法不会改变电网的运行点。图 3.87 说明了这两种阻尼改进方法的差异。调制控制保留了运行点，但通过自动反馈控制改善阻尼。图 3.88 所示为所提出的 MANGO 的总体框架。

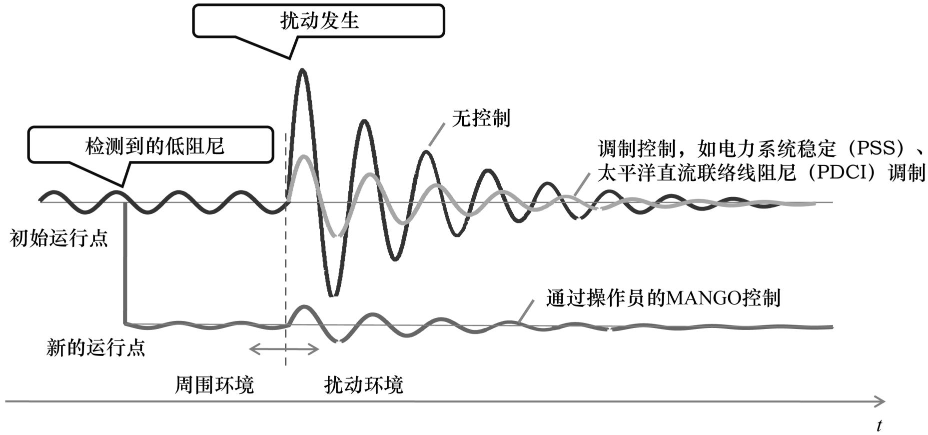


图 3.87 MANGO 控制和基于调制的稳定性控制的比较

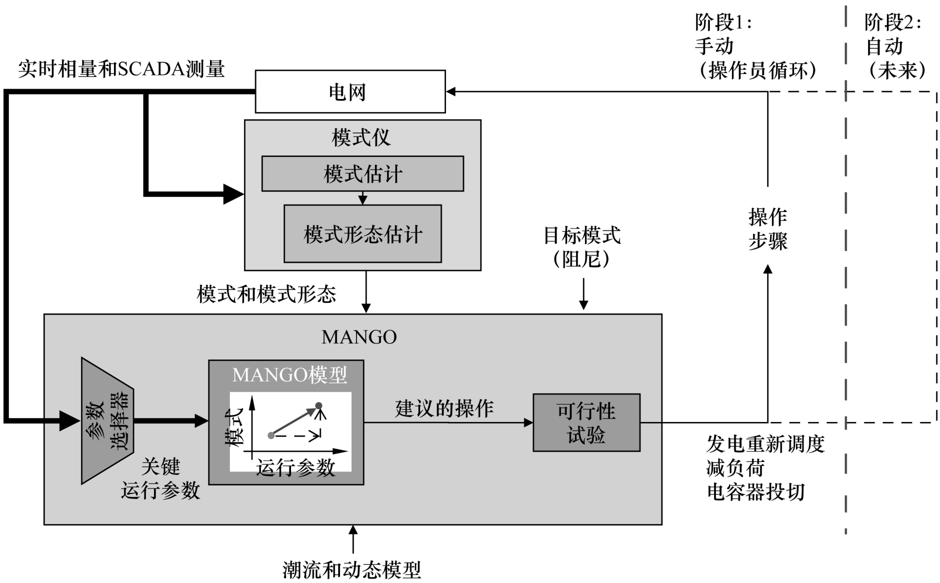


图 3.88 所提出的 MANGO 框架

基于运行点对模式阻尼的影响，MANGO能通过运行点调整改善小信号稳定性。仿真研究表明运行人员能够通过调整电网运行条件控制阻尼率，可选的运行条件包括发电再调度以及作为最后手段的负荷削减。在相同的压力水平（总的系统负载）下，互连区域的振荡模式能够通过调整发电模式以减少互连电网联络线潮流的方式加以控制。

3.4.3.5.2 大量间歇性发电的管理

能够实时监测间歇性发电（如可再生能源）对于发电管理是有价值的。EMS和DMS就监测点和信号采样而言，可能都没有足够的监测能力把间歇性发电计入。几个专用的WAMPAC系统能够部署用于执行这样的管理功能。在这种方案下，WAMPAC能够用于独立地管理高度变化的运行状态，包括间歇性潮流。相同的系统能够和现有EMS或者DMS通信，以便在必要时接收运行人员的调度命令。

3.4.3.5.3 保持电能质量

在过去，PMU以被用于监测电流和电压谐波。利用WAMPAC，这些信息能够被传递并在电网控制室直观展示，从而使运行人员能够解决电能质量问题。WAMPAC的时间同步数据推动了许多监测应用，它们为控制中心和变电站的电能质量监测带来了价值。现代可视化工具，比如那些基于地理信息系统（GIS）的工具，能够通过WAMPAC所获取的电力系统时间同步数据进行层次化而使其具有动态性能。由于允许实施快速的预防性措施，那么运行人员将能够从广域电能质量的可视化中获益。例如，利用之前讨论的WAMPAC可视化应用，可以以一种动态的方式捕获到电压暂降或骤升。

3.4.3.5.4 提高输电效率

WAMPAC系统通过以下方式有助于提高智能电网的输电效率：①改进智能电网的管理；②通过稳定性控制的潮流阻塞管理；③电网运行参数的实时优化。与传统的EMS/SCADA系统不同，WAMPAC系统能获取系统的精确实时状态。例如，通过相量测量所计算出的最新导体温度能够有助于决定输电网额外的功率传输能力。智能电网运行的热稳定裕度能用于经济调度，以确保在机组间进行负荷的经济分配，从而使电力传输的总费用最小。PMU也可以用于稳定性控制，使其能够缓和潜在的不稳定现象，比如电压崩溃和功角失稳。通常，运行人员对输电线路施加了潮流限制，以确保扰动之后没有不稳定情况发生，这造成了输电资产的低效利用。在大多数情况下，通过释放出额外的输电裕度或允许更加经济的发电机调度，稳定性控制将有助于提高传输效率。正如前面所讨论的，PMU的部署使对智能电网系统模型的精确估计成为可能。这一模型能用于计算HVDC和FACTS装置的最优安装地点。如果WAMPAC能够根据当前智能电网状态调整HVDC和FACTS装置运行的整定值，则它们能有助于提高传输效率。例如，目标函数可以定义为最小输电损失下的最优潮流。

3.4.4 输电系统在智能电网中的角色

可再生能源发电是当今所有国家电力系统的一个主要议题。受到减少碳排放以停止或者至少是减少全球温室效应的这一需求的驱动，人们正研究新的低碳技术来满足未来能源的需求。在京都协议及其后续会议中，大部分国家已经确认了在接下来的10~20年

间具体的碳排放削减量和可再生能源使用的目标。

大规模同步电网，如美国电网或欧洲电网，其复杂性不断增强，而且它们最初的设计目标也已远滞后于负荷的发展。起初的传统电厂是非常容易控制的，它们大部分位于城市和负荷中心附近，其周围的电网被设计用于提供所需的输电能力。近年来，电力需求不断增长，而持续增加的发电容量则不得不通过远距离从相邻电网引入。除此以外，在放宽管制和私有化的过程中，大量的电厂不得不迁址；与此同时，在很多国家已经安装了大量不稳定的风力发电，这将造成已经过载的电网在局部地区的过载更加严重。对于电网而言，风能是最难进行处理的，无论是陆上的还是离岸的，这归因于其固有的变化性。这些波动给电网带来了很大的困难，因为此时不仅潮流（亦即电力供应），甚至电网的电压都受到影响。这造成了有功和无功功率的波动，同时也恶化了电压质量；相应的电网规则不再被遵循，而相邻的负荷以及电网本身受到不利的影响。然而，万一电网发生故障，被称为“电压崩溃”的更大电网事故很容易发生，这归因于在低的电压水平下风力和太阳能发电机的级联跳闸。由于这个原因，在很多国家，已经大大地加强了电网运行规则，目的就是要把电压控制在一个合适的随时间变化的耐受范围之内，从而保护电网。

就可靠性和对大停电的预防而言，电力供应的安全性在指定电网规划和发展策略时是最需要优先考虑的。电力的可用性对于现代社会的运转是关键的前提条件，而电网实际上是它的生命线。鉴于全球气候保护的因素，以及电力资源利用的经济性不足，电力系统的可持续发展正逐渐受到了重视。然而减少碳排放并不意味着到最后没有电力。一个更合适的方式是未来在更大程度上引入可再生能源（混合能源）。除此以外，在不丧失系统安全性的情况下，可以提高传统的发电、输电和配电的效率。未来的电网将不得不经受由于大规模电力贸易和间歇性可再生能源（如风力和太阳能）所造成的不断增加的压力。

为了保持电力产生、输送和消耗的平衡，电网必须变得更加灵活，也就是说，必须对它们进行更好的控制。用于 HVDC 和 FACTS 的最先进的电力电子技术提供了不同解决方案中范围广泛的应用，这能够以可能的最佳方式适应于不同的电网。HVDC 技术也有助于以最优的方式控制潮流。这就是为什么随着系统的互连，HVDC 系统更经常地变成交流电网的一部分——以背靠背的形式用于潮流控制和电网支撑，或者作为直流电能高速公路以减轻重载的电网。

HVDC 技术允许出力大幅度波动的可再生能源发电设施接入电网，包括大型的陆上和离岸风场，而与传统交流输电相比，输电环节只存在很低水平的传输损耗。

基于这些发展，图 3.89 给出了一些电网通过交流线路、直流背靠背系统、直流远距离输电和用于加强交流线路的 FACTS 所进行的逐步连网。这些完整的交直流混合系统在技术、经济以及系统安全性上具有很大的优势。它们减少了输电费用，并有助于分流重载的交流系统。利用这些直流和交流的超大功率输电技术，由一些高灵活性微网所组成的智能电网，将变成一个具有大功率电能高速公路的超级电网，完全适合于巨量可再生能源（如水力、太阳能和风能）的安全和持续接入，如图 3.90 所示。这种

方法是在电源的环境可持续性方向上重要的一步：利用 HVDC 和 FACTS 的输电技术能有效地帮助减少输电损耗和 CO_2 的排放。

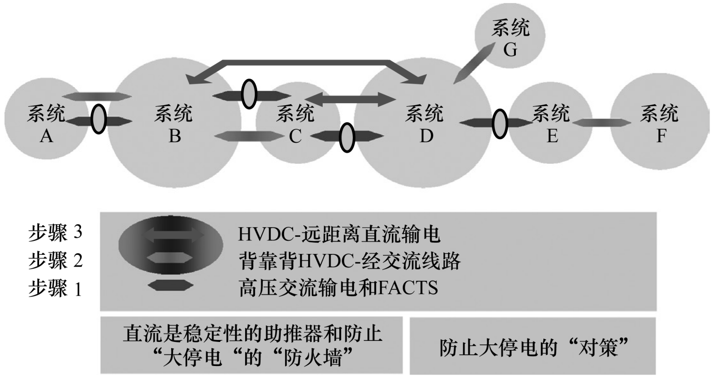


图 3.89　混合互连系统——具有 HVDC 和 FACTS 的“超级电网”

(© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved)

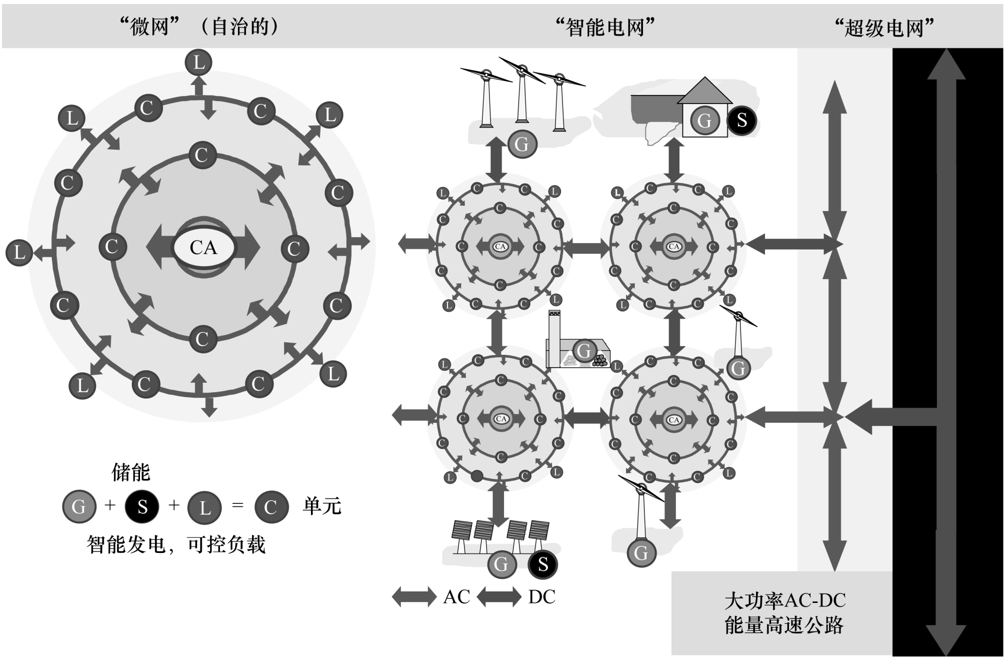


图 3.90　智能输电网的发展前景（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

尽管风电已占很大比例，但电网的稳定性是一定要保持的，也就是说，需要有电网的接入方案，以提供电源的持续性和安全性。这通过具有快速动态控制的电力电子是可能实现的，它使电网更加灵活，其后能够接入更多可再生的分布式能源。处理这一复杂任务的解决方案是 FACTS 和 HVDC 技术，因为它们能够根据需要进行控制，这样就把一个传统电网变成了智能电网。

3.5 配电系统

3.5.1 配电网管理系统

Stuart Borlase，Jiyuan Fan，Tim Taylor

3.5.1.1 配电网 SCADA

SCADA 系统对于配电网资产管理系统而言，其技术相对较为成熟，尤其是在发电系统和输电系统中得到了长时间的应用，并逐渐发展到配电网系统的监控当中。技术的发展有利于促进 SCADA 技术的进步，尤其是在通信领域更是如此。在后续内容中将再进行阐述。

图 3.91 给出了 SCADA 系统的架构及主要组成。SCADA 系统的主机硬件和软件一般都集中部署在集控中心。集控中心包括 SCADA 应用服务器、通信服务器、历史数据服务器、与其他控制系统的接口、员工工作站和其他支撑元器件等。SCADA 系统一般是冗余设置，具有就地备份与远方备份。其他系统运行环境还包括测试、质量保障、开发和培训等。终端（RTU）与后台的通信连接方式多种多样，最常见的是采用 IP 和开放的协议。

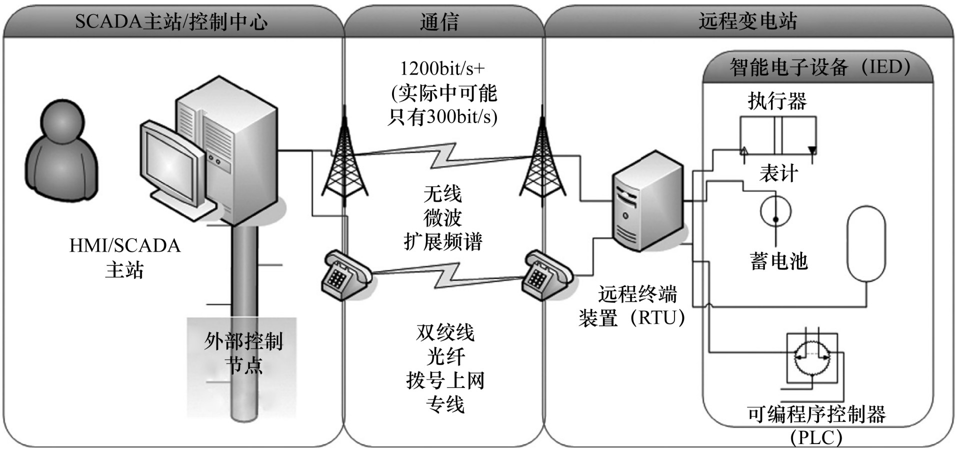


图 3.91 SCADA 系统的主要构成

在配电网 SCADA 的应用中，其经济效益必须计及传感器、IED、RTU、通信及后台主站的投资。一般来说，用配电网 SCADA 监视和控制整个配电系统不具有经济性。一般选择在有合适的投资回报的区域应用配电网 SCADA，如可靠性提高、电压控制、状态估计、远程控制或其他商业价值等。监控一个大型的变电站通常是具有经济性的，但是监控馈线的设备则不应大范围地铺开，至少在美国或其他面积较大的地区是这样。图 3.92 给出了一个典型的架空电网配电网 SCADA 系统的配置。

配电网 SCADA 中最常见的设备包括重合控制器、开关控制器、电压调节控制器和电容投切控制器等。

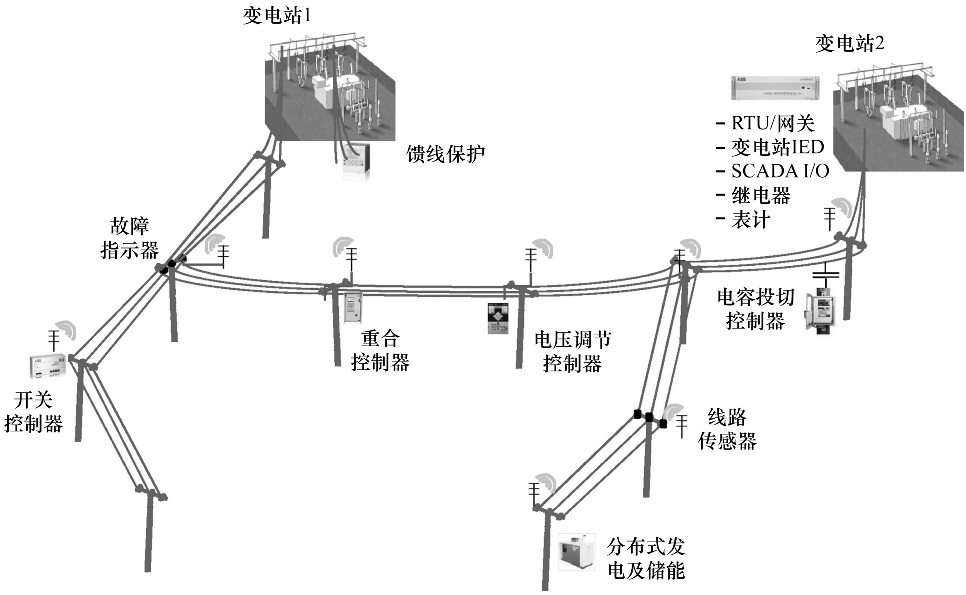


图 3.92　典型的架空电网配电网 SCADA 系统的配置

在大部分情况下，IED 和配套的 CT、PT 安装在馈线上的设备中，辅助通信功能是备选的。这些监测点监测的状态信息和模拟量信息将通过网络可视化的形式提供给调度人员。除此之外，如果这些设备具有遥控功能，则通过控制中心的远程控制，可以提高系统的可靠性（通过重合控制和开关控制）和电压合格率（通过电压调节器和电容器组投切控制）。

在电缆配电网中，SCADA 能够应用于变压器室、自动切换开关和环网终端单元等保护和开关设备。在这些情况下，系统的状态、模拟量和控制节点信号与架空配电系统类似。

在把 SCADA 系统扩展到配电网系统中时，其中一个重要的考虑就是在变电站里管理配电网 SCADA 是最合适的，无论从技术角度还是商业角度均是如此。如果输电系统 SCADA 和配电系统 SCADA 是由同一个运营商管理，那这将会大大简化两者之间的协调工作。但在大部分的供电企业中，输电系统和配电系统是分开运行的。在这种情况下，两者之间的协调就变得非常重要，如开关操作、抽头调节和控制等。从工作流的角度看，必须建立相互协调机制。研发、维护和协调两个电网模型也就非常必要了。

图 3.93 给出了一个典型的配电变电站，其中输电网 SCADA/EMS 和配电网 SCADA 之间在变电站中有重叠，同样在网络模型中也重叠。

3.5.1.2　配电网 SCADA 及控制的发展趋势

对于主站系统的开发，一个重要的发展趋势就是增加变电站及配电网监测和控制节点到控制中心的带宽。带宽的增加可以使系统接入数以千计的传感器，以增加 SCADA 的监测能力，从而提高主站系统对整个配电网状态的认知及计算与预测的准确性，从而实现配电网正确动作。

随着实时监测点呈指数增长，原有的 SCADA 系统容量无法满足实际需要，需要更加先进的系统以适应增长规模和执行标准。CPU 计算能力不断增强，以及存储设备的价格不断降低，使得软件系统设计更容易实现。除此之外，采用更加准确的配电网模型可以优化运行算法、减少最大负荷及延缓输电网和配电网投资。许多就地故障指示器可用于精确的故障定位和更快速的故障后恢复。在数据管理和配置成本上，也将会有重要的变化。IEC 61850 协议将大大提高设备之间的通信能力。最初，投资者将更多采用国际统一协议，这将允许不同设备之间的兼容和无缝接入。IEC 61850 的自定义模式将大大减少配置成本。同样，由于所有设备都采用统一的标准，培训、工程和试运行的费用将大幅度降低。IEC 61850 支持 C/S 通信和点对点（P2P）通信。IEC 通信总线还将满足下一代智能传感器的通信需求。现有工作是集成 EPRI 的 CIM 模型和 IEC 61968 的企业服务标准及变电站的 IEC 61850 标准。将这些标准集成，通过即插即用兼容和数据的自定义，可以减少主站的配置和维护成本。GUI 和 HMI 界面也将得到提升，基于浏览器显示方式将更为流行。在安全性方面，提升用户体验的技术也将不断进步。

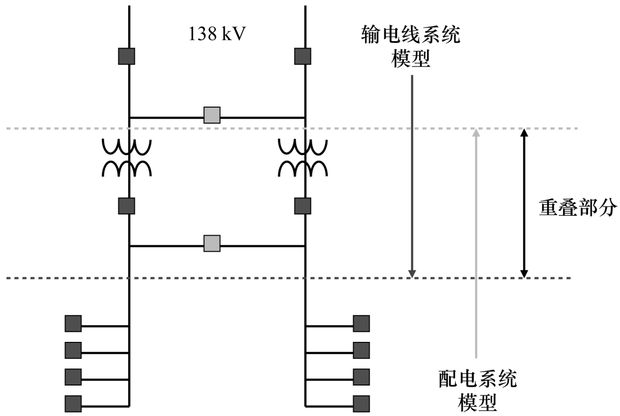


图 3.93　输电网和配电网 SCADA 系统在变电站中的重叠部分

控制系统将越来越智能化。用户在一定基础上进行操作，如馈线只在就地自动重合逻辑完成后才能闭锁。将来系统将包含更多的信息，也就意味着系统需要更多的智能为操作者显示突出的信息，而不是简单地传递信息和数据。例如，将来配电网馈线发生故障，系统不仅仅是通过闭锁告警、低电压或者故障指示等警告用户，还包括探究、诊断并给出复电策略。配电网控制系统不仅仅通知用户发生了故障，还要分析给出该区域的复电策略。系统要利用所有有用信息分析故障，并跟踪网络的电流分布，辨别与电流相关的安全性约束、操作性约束及敏感性负荷，并进行故障定位。系统将自动运行潮流计算程序，分析现有潮流、备用容量和薄弱环节，并利用这些信息计算复电策略。系统将自动隔离故障，并在安全条件约束下，通过各层次的馈线重构，尽可能地恢复更多用户的供电，并避免相邻线路的过负荷。一旦重构完成，系统还将警示运行人员或自动安排运行维护人员修复故障。

控制系统不仅要满足为运行人员显示信息的需求，还需要具有建议运行人员采取最合适处理方式的能力。系统能够为计划或非计划作业提供具体可行的操作方案。故障能够被自动隔离，而且能够部分快速自动恢复供电，并能分析出用户的复电策略。这种模式还需要能够在目前大部分都是手动开关的情况下也适用，因为控制系统可以

从 SCADA 中获得信息，作为第一步操作，然后再通过手动开关操作作为第二步。今后的系统可以监测系统的运行条件，并估计负荷的大小，在紧急情况下实现自动操作。

3.5.1.3　配电网管理系统现状

配电网管理系统（DMS）是将 SCADA 从输电网引入到配电网后的简单扩展之一。在传统配电网中，很大一部分的调度和系统运行都是基于手动或纸质材料，而不具备实时监测的用户数据。系统运行人员不得不面对众多系统，并且要处理基于多种网络模型描述的信息。运行人员的经验是保证系统安全运行的关键。随着智能电网技术的发展，对于配电网的投资将更具吸引力。需要重新定义配电网管理系统的建设架构，通过提高电网效率、可靠性和资产管理水平，来减少系统的运行维护成本。

由于配电网在提高资产利用率和减少运行成本方面有巨大潜力，因此先进的 DMS 高级应用也不断被开发，具体包括负荷定位和不平衡负荷分析，开关动作顺序制定、仿真、验证与执行，过载跳闸和电容器与电压调节等。

故障定位和复电开关分析（RSA）是减少用户停电时间的两个典型的高级应用。

不同的 DMS 常见的应用如下：

故障定位、隔离和恢复（Fault Detection，Isolation and service Restoration，FDIR）可以有效提高系统可靠性。FDIR 通过馈线终端（FTU）的测量，检测馈线上故障的位置，并快速隔离故障段，恢复非故障段的供电。FDIR 可以使故障恢复时间从原来的几小时减少到几分钟，从而大大提高供电可靠性和服务水平。故障定位功能可以估计系统中故障的位置，这与保护装置不同。保护装置一般是基于用户故障模式动作或通过 SCADA 的状态变化来实现的。故障位置一般是指短路故障发生的地点，无论故障是由树木、小动物、雷击或者其他原因造成。找到故障发生的地点对于工作人员而言都是非常困难的，尤其是线路很长又未分段时更是如此。在山地、暴风雨、雪和夜晚环境中，找到故障发生的地点就更为困难。故障定位所消耗的时间越长，用户停电的时间就会越长。基于 DMS 的故障定位算法利用相关的网络模型，如线路连接关系、打开开关的位置、长度和阻抗等线路信息，可以大致估计出故障的地点。故障电流的大小、保护动作的类型、故障相等信息都可以通过 DMS 的 IED 获得，如保护装置、重合装置及 RTU 等。在计算出可能的故障位置后，可以将故障位置信息显示在运行人员的地图上。如果配置有 GIS 系统，运行人员就可以快速地联系现场维护人员赶往故障地点。这些信息能够有效减少维护人员发现故障所需的时间。如果允许，还可以马上打开上游的分段开关，快速恢复上游用户的用电，减少停电时间。DMS 的故障定位应用综合使用了 DMS 的电气模型和 IED 提供的故障电流信息，提高了停电管理水平。

复电开关策略分析（Restoration Switching Analysis，RSA）可以有效提高系统的可靠性指标。RSA 应用可以提高所有可能开关动作的评估能力，以隔离永久性故障，并快速恢复用户的供电。该应用为运行人员给出开关动作的建议，使运行人员能够根据用户恢复数目、重要用户恢复数目和开关动作次数等指标，选择最好的替代方案。当发生永久性故障时，RSA 对所有可能的开关操作进行扫描，并执行不平衡潮流计算，以确定开关动作是否会导致线路过载或电压偏低等，运行人员可以得到包括开关动作

清单在内的汇总分析结果。与故障定位应用相同，该应用也使用系统的 DMS 模型，但以停电管理和减少用户平均停电时间（Customer Average Interruption Duration Index，CAIDI）和系统平均停电时间（System Average Interruption Duration Index，SAIDI）为目的。RSA 在高峰负荷调整及开关数量较多时也是非常有意义的。根据不同的选项，RSA 可以由运行人员确定方案，也可以在没有运行人员干预的情况下实现闭环控制。在闭环控制模式下，RSA 通过各种通信手段将控制信息发送给配电网终端。这样的自动隔离和恢复过程就是智能电网中的“自愈”特性。

集成电压/无功控制（Integrated Volt/Var Control，IVVC）有三个基本目标：通过调整配电网中的电容器组减少配电网损耗；确保正常运行时的最优电压水平；通过调整变电站内的变压器抽头及配电网中的电压调节器改变配电网电压，削减高峰负荷。协调控制电容器组、电压调节器和变压器抽头需要应用先进的优化算法。

拓扑处理器（the Topology Processor，TP）是能精确确定配电网拓扑及连接着色的离线后台处理器，能够为其他 DMS 应用提供精确的网络数据。TP 也可以提供用于拓扑改变的智能报警信息。

配电网潮流计算（Distribution Power Flow，DPF）可以进行三相不平衡潮流计算，包括闭环网络和开环网络的潮流。DPF 是 DMS 的一个核心模块，计算结果可以用于 FDIR 和 IVVC 等 DMS 应用模块。

负荷建模/负荷估计（Load Modeling/Load Estimation，LM/LE）是 DMS 的一个重要的基础模块。动态 LM/LE 利用配电网中的所有有用信息，包括用户变压器容量和每个月的用电账单等，结合馈线中的实施监测数据，准确地估计配电网中单个负荷及全部负荷的大小。DMS 的有效性基于 LM/LE 所提供负荷模型和负荷数值的准确性。如果负荷模型和负荷数据不够准确，则所有 DMS 应用的求解结果都是无效的。

最优网络重构（Optimal Network Reconfiguration，ONR）用于提供开关动作策略，以重构配电网实现能量损失最小，并保持变电站、配电线路和网络中电压稳定和负荷平衡。ONR 可以用于检修停电计划的制定。

紧急事件分析（Contingency Analysis，CA）可用于分析能威胁到电网或用户安全的潜在故障场景。通过 CA 的分析结果，可以制定预案，通过改变运行方式或网络结构，以保证最少的用户停电及最大的供电可靠性。

开关顺序管理（Switch Order Management，SOM）是系统实时操作的一个重要工具。DMS 许多应用和系统运行人员将产生大量的开关操作计划，这些计划需要管理、确认、执行或拒绝。SOM 为系统的开关操作提供了一个先进的分析和执行工具。

短路分析（Short-Circuit Analysis，SCA）是用于计算假想故障后短路电流大小的离线分析工具，可以评估故障对电网的影响。SCA 也是确定继电保护定值计算的基础，可以提供更加准确的定值整定和网络配置。

继电保护协调（Relay Protection Coordination，RPC）是管理和确认不同运行条件及网络结构下，配电网馈线保护设定的模块。

最优电容配置/最优电压调节器配置（Optimal Capacitor Placement/Optimal Voltage

regulator Placement，OCP/OVP）是确定电容器组和电压调节器最优安装位置的离线分析工具，以实现最有效配电网电压无功控制。

配电网培训仿真（Dispatcher Training Simulator，DTS）用于仿真系统正常和不正常条件的效果，在开关动作之前对其有效性进行验证。在配电网运行中，DTS 是帮助运行人员评估运行计划的重要工具。通过历史运行场景的仿真，可以获得 DMS 使用的宝贵经验。DTS 也可以用于系统扩展的仿真。

3.5.1.4　配电网管理系统的发展趋势

配电网中的分布式能源种类繁多，且具有很强的不确定性。单个用户的电力消耗也具有很强的不确定性，尤其是在响应实时电价及电力企业的奖励措施后更是如此。传统的负荷建模和负荷预测方法针对这种情况不再有效，从而导致 DMS 的应用也一起变得无效。需求响应管理（DRM）的影响和用户参与需要从电网公司不同时间段的定价策略和奖励措施加以分析，并集成到负荷建模和负荷预测算法中，这需要 DMS 和 DRM 直接关联。当 DRM 应独立系统运营商（ISO）的要求试图完成负荷消减时，还需要从 DMS 中确认 DRM 的负荷消减不致造成配电网系统连接、运行及保护的失效。在高渗透率的分布式发电下，负荷潮流算法需要处理大量容量有限的独立电源，同时电网也不再是放射式的，而是弱环网型的。在故障情况下，分布式发电还能提供故障电流，从而增加了 SCA、RPC 和 FDIR 逻辑的复杂性。

智能电网中一种新型的配电网管理系统如图 3.94 所示。

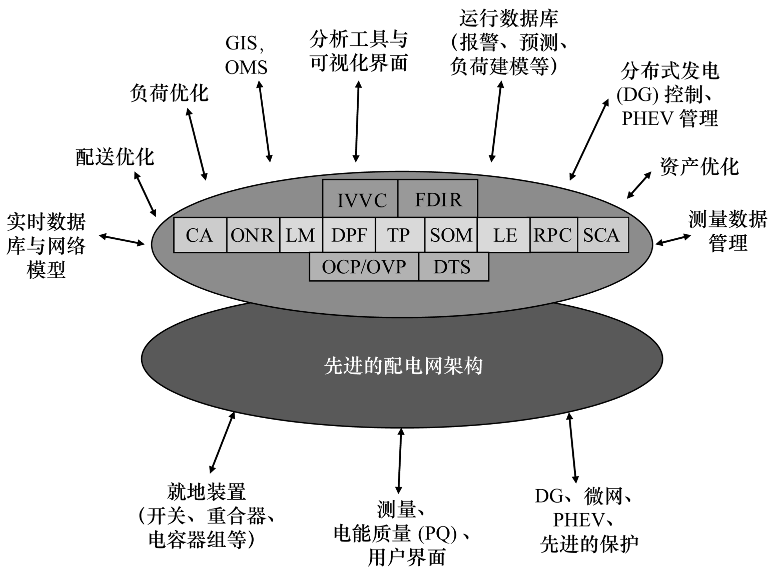


图 3.94　智能电网中新型的配电网管理系统（Fan，J. and Borlase，S.，Advanced distribution management systems for smart grids，and IEEE Power and Engineering. © Copyright March/April 2009 IEEE）

配电网的监视、控制和数据获取将会延伸至柱上变压器，甚至通过高级计量体系（AMI）或需求响应及家庭局域网（HAN）建成的能量管理系统延伸至单个用户。更多的具体数据将有利于提高运行的效率，同时为其他智能电网的应用（如停电管理系统等）提供更多的数据。另一方面，数据的传输和控制需要更高的通信速率和更多的通信带宽。与 AMI 一起分享通信网络将能够实现从配电网到单个用户监控的系统级覆盖。

系统的集成能力强、运行界面优化、标准化及开放性是必需的。理想的 DMS 应该具有非常容易将高级应用集成到系统的架构。开放的标准数据模型和数据接口（如 CIM、SOAP、XML、SOA 和企业服务总线等）能够灵活地被系统中的各种应用程序调用，而不具有强制性的配电网管理统一解决方案。例如，数据库和应用程序的开放结构可以允许配电网管理不断升级，先建立配电网的 SCADA 系统，然后非常容易增加 IVVC 模块。作为智能电网技术整体解决方案的一部分，配电网管理系统的架构还能允许与其他企业应用程序通过标准接口连接（如 GIS、OMS、MDMS）。标准的基于网络（web-based）的用户界面可以支持不同的平台架构。先进 DMS 与其他企业应用的接口标准化有利于提高整个系统的运行效率。

FDIR 需要针对环形、多回和放射型等多种网络结构，开展更高层级的优化。不同网络结构、多目标故障恢复策略和前向网络负载验证等将成为 FDIR 的新特征。

IVVC 将包括运行和资产的提升，如辨别故障的电容器组、跟踪电容器组、变压器抽头和电压调节器的运行状态，提供电容器组和调节器的配置优化策略。区域 IVVC 的目标将可能包括运行成本及投资效益的优化。

LM/LE 将发生巨大的改变。用户的用电行为不仅仅是预测，而是更加智能的定制管理，并受到 DRM 的影响。

通过馈线上的 IED 和中断用户的高级计量体系，可以获得更多、更高级的配电网实时信息。配电网的状态估计（DSE）将会在了解整个配电网系统运行状态中起着重要的角色，这对支撑其他系统应用也是非常有用的。准确估计配电网系统中各处的电压，可以使 IVVC 实现更为精确的电压控制，并取得更好的经济效益。

TP、DPF、ONR、CA、SCA 和 RPC 将更频繁地使用。配电网需要单相和三相的分析模型，且需要扩展到单个用户。另外，配电网的优化算法如 FDIR、IVVC 和 ONR 将与实时监测及预测估计结合得更为紧密。配电网优化将与用户的需求管理及 DER 的优化相结合。

分布式发电、微网和用户发电（如 PHEV）将为配电网的运行、保护和维护提出挑战。用户的小型可发电负荷将使潮流分析、CA 和紧急控制更为复杂。保护和控制策略需要计及双向潮流及多重故障源。保护配置和故障恢复算法需要动态调整，以适应网络拓扑和电源的变化。

配电网管理新型技术及应用的开发能够驱动配电网及其资产优化。与智能电网技术的无缝集成并不是唯一的挑战。除此之外，还包括分布式清洁能源的使用、用户智能用电等新特征。DMS 及配电网自动化应用必须满足这些新特征的需要，能够提供更为先进的系统架构及功能需求。通过现有配电网管理的变革，满足配电网先进的监控

和优化，即实现智能电网的高级配电网管理是发展的必然。

数据库与数据交换是高级配电管理系统实现地理信息与电网信息集成的基础。地理模型与电网模型都需要提供单相及三相信息以支持高级应用。理想情况下，任何一个地理信息的变化（实际电网的变化）都会自动更新数据及用户界面中的电网模型展示。在配电网实时数据库、高速数据交换及数据安全等方面还有许多工作需要开展。

数据显示、报表和历史数据记录将成为追踪配电网运行情况的基础工具，这也是智能电网的需要。例如，高级配电网管理需要评估电网运行效率等数据，包括与实施智能电网技术相关的无功补偿优化率或系统平均停电时间（SAIDI）、系统平均停电次数（SAIFI）及其他可靠性指标。历史数据库可以对智能电网优化的效果进行不断评价，并为今后的电网运行条件的变化做出更为准确的估计。预警分析、扰动和事件重发以及其他电能质量指标将提升电网公司的价值，并改善供电部门与用户之间的关系。负荷预测和负荷管理数据有利于电网规划和电网的优化运行。

数据的分析和可视化是处理现场测量的大量数据及与其他应用接口的关键，也需要更加先进的数据过滤和分析工具。数据的可视化可提供大量数据清晰详细的展示。数据过滤和可视化可以帮助电网运行条件的快速分析和提高决策过程的有效性。高级 DMS 的可视化可以在不同空间层面精确、准实时地展示电网运行信息。例如，分析与可视化工具可以通过不同的颜色展示电网各节点的电压水平，监视和报警电压偏差，展示线路上的功率及负载率。系统运行人员和企业用户可以在日常运行和计划中，通过数据分析和可视化工具受益良多。

企业集成是智能电网架构的基础。为增加集成智能电网解决方案的价值，高级 DMS 需要与众多应用接口。如随着 AMI 更加广泛的覆盖，从用户中获取的配电网运行数据（如电压、功率因数、损耗等）能够更有效提高停电管理及 IVVC 的应用。

提高数据的安全性需要从通信、应用界面和用户管理等方面加以提高。高级 DMS 需要数据安全服务以保证数据的安全通信和交互。基于 IP 通信规约将允许电网公司利用商业网络和开放标准来提高网络及界面的安全性。

3.5.2　电压无功控制（VVC）

Stuart Borlase，Jiyuan Fan，Xiaoming Feng，Carroll Ivester，Bob McFetridge，Tim Taylor

VVC 与变电站的开关、馈线上的电压调节设备及电容器组相关，其主要目的是控制配电网的无功流动，调整用户电压水平在规定的限值范围内。有效的 VVC 应能综合优化控制无功潮流及用户电压。VVC 的组成包括：

1. 无功控制、无功补偿和功率因数校正

变电站和馈线上的电容器组用于在不同负荷条件下减少配电网的无功潮流（提高功率因数）。减少无功潮流可以降低系统损耗，同时降低变压器和馈线负载率。

2. 节能降压装置（Conservation Voltage Reduction，CVR）

CVR 是控制有载调压变压器的抽头和馈线上电压的调节装置，作用是调整用户电压在规定的安全范围内。在高峰负荷时，可以降低用户负荷，同时降低变电站和馈线的负载率。CVR 同时可以在基荷时应用。电压控制不仅是使用 CVR，还需要考虑正常

运行及调度的约束。

3. 集成电压无功控制（Integrated Volt/Vav Control，IVVC）

IVVC 协调无功潮流和 CVR 以降低系统损耗，控制电压质量。其潜在的好处还包括减少电容器组的巡检维护工作量和成本。

4. 电压无功优化（Voltage/Var Optimization，VVO）

VVO 以无功（损耗）和负荷（电压约束下）最小为目标，通过定义优化目标函数，在满足众多系统约束条件下，应用优化算法进行集中或分散决策。

以下的电压和无功控制讨论均参考美国的电力系统。

3.5.2.1　电力传输损耗

电网公司在供电时主要考虑两个方面的问题：一为安全可靠性；二为经济效益。对电网公司而言，要取得最大的经济效益，必须使得系统的损耗最小。系统损耗主要体现在电流流过设备的热效应（I^2R），即电阻损耗。其他被称为无功损耗的损耗是由于变压器或其他感性设备电磁耦合造成的，包括输电和配电线路的无功损耗。电能进行长距离传输时选择高电压等级的目的之一就是降低损耗。过去 115kV 和 230kV 被认为是主要的输电电压等级，然而随后 500kV 和 745kV 成为主要输电电压等级。对于配电网也是一样，最开始是 4kV，然后逐渐被 12kV、25kV 和 34.5kV 替代。配电网主要是为用户供电，因此采用更低的电压等级。在美国，居民用电一般是 120V 或 240V，而不是输电网的 115～500kV。在用户处就地安装 115kV/120V 的变压器在经济上是不合适的。因此从发电机到用户，电压需要经过多次变换并传输上百英里，每一次电压等级的变换都会带来损耗。同时，每英里的能量传输也会在线路或电缆上带来额外的损耗。配电系统运行在更低的电压等级，流过更大的电流，因此配电网产生的损耗要大于输电网。

除提高电压等级外，另一种降低系统损耗的方法是减少发电到用户的传输距离。电力系统早期是将发电厂建在用户的附近。但之后，电厂建设的趋势是离用户越来越远。因为越来越多的用户选择远离城市中心的地区居住，且距离越来越远，因此电厂也就越来越远了。用户不希望电厂离他们的家太近；燃气电厂需要有燃气管道、水和输电容量的地方才能建设，但往往不是负荷中心。因此输电和配电的长度增加了，系统的损耗也增大了。将来，随着分布式发电的出现，在终端用户附近建设小型电厂，能有利于降低系统损耗。

在不同电压等级的输电和配电系统中会存在损耗，主要原因是设备中存在阻抗。无论是电厂的升压变压器，还是输电线路和配电线路及变压器，都存在阻抗。无功潮流是由系统中的感性设备（如变压器、线路和负荷等）引起的，无功的增加会加大系统中的电流，从而也会增大系统的损耗。因此应减少无功流动，可以通过电容器组减少系统中需要传输的无功。

3.5.2.2　配电网的电压波动

电网需要为用户提供满足电压质量要求的电能，即电压应在额定电压附近的一个规定范围内。在美国，单相系统供电电压必须满足 ANSI C84.1 标准的要求，120V 电压变化范围为 ±5%（A 级）。因此，介于 114～126V 的电压都是满足要求的，短时电压

允许波动范围为 110～127V。对于美国用户来说，可以接受的电压见表 3.8。A 级表示供电电压不能经常超出该范围。B 级表示用户可忍受的电压范围，一般比 A 级范围大。电压校正必须至少维持 B 级要求，并尽可能达到 A 级。

表 3.8　美国用户电压接受范围

额定电压	B 级范围最小	A 级范围最小	A 级范围最大	B 级范围最大
百分比	91.7%	95%	105%	105.8%
单相 120/240 三线	110/220	114/228	126/252	127/254
三相 240/120 四线	220/110	228/114	252/126	254/127
三相 208Y/120 四线	191/110	197/114	218/126	220/127
三相 480Y/227 四线	440/254	456/263	504/291	508/293
2.4～34.5kV	95%	97.5%	105%	105.8%

来源：Voltage vatings for electrical power systems and equipment，American National Standard ANSI C84.1—1989。

如果配电网系统电压过高，可能会损毁用电设备，如变压器和用户设备。过高的电压还会降低照明设备的使用寿命。电压过低，则照明会变暗，电动机无法正常起动和过热，计算机和电视机将停机。一般来说，低电压会对具体的用电行为造成更多的影响，而高电压则容易造成设备的永久性损坏。

电力是从发电机、输电系统、配电系统再到终端用户，中间要经过多个电压变换。输电和配电线路及变压器均有阻抗，当电流流过阻抗时，会造成电压降。因此影响用户电压降的主要原因在于负荷的大小以及配电系统的阻抗。

如果靠近变电站的用户电压低于 126V，而远离变电站的用户电压高于 114V，则不需要任何的电压校正。通常情况不是这样。如果没有任何手段来补偿配电系统的电压变化，靠近变电站的用户电压会最高，而距离远的用户电压会最低。应采取措施调节变电站和馈线上的电压，以保证用户的电压符合要求。变电站中的变压器和馈线上的配电变压器一般要配置抽头，实现有载调压（LTC）。

3.5.2.3　电压对负荷的影响

电力系统中的负荷主要有两大类：恒定阻抗负荷和恒定功率负荷。对于恒定阻抗负荷，当电压下降时，电流也下降，这将造成系统损耗减小，电压降也减小。对于恒定功率负荷，电压下降，电流会增加。电阻负荷主要包括照明负荷和电热负荷，同时也包括旧式普通电源。恒功率负荷包括荧光灯、开关电源、热泵等，目前占主要地位。电动机是受电压变动影响最大的负荷。在一定范围内，电动机的电流会随着电压下降而线性增加，但当电动机的电压过低时会造成电动机堵转，此时电流将成指数增长。

研究表明，电压的下降将导致负荷的降低，负荷降低的程度由负荷的类型决定[3]。电压下降的影响将随着时间而减弱，因为确定的负荷在电压低时需要额外的电流才能实现。例如，热水器当水温降低到设定值时才会启动。在电压低时，热水器无法产生足够的热量，因此将水加热到额定的温度，需要更多的时间。

无论是在紧急状态，还是发电不足或发电成本过高时，都希望能够降低负荷，此

时可以通过调低用户的电压来减小负荷。但电压仍必须高于114V，这意味着靠近变电站的负荷电压可能会偏高。在这种情况下，调低电压的效果无法实现。保持变电站母线及各个用户的电压恒定不变，才能取得最大的效益。大量的无功负荷及配电网系统的阻抗导致无法实现这么平稳的电压控制效果，有时就算是所有电容补偿和抽头调整都应用了也无法实现。因此减少配电网上的无功潮流，将有利于维持整个配电网系统的电压水平。

3.5.2.4 VVC的动机、目的和效益

并非所有的电力系统都有发电、输电和配电环节，因此不同的电力系统开展VVC的动机、目的和收效也各有不同。无论是具有发电厂还是从其他地方购电的电网公司，都可以通过VVC达到降低损耗的目的。然而，电网的容量有限，当负荷持续增长时，电网的容量也需要随之增长，也就意味着需要更多的电厂、输电线路和变电站。这无论从政治还是经济上都需要大量的投入。而用户则往往无法意识到这些，因此不愿意支付这方面的成本。用户希望能够降低这方面的成本，因此总是不希望在他们附近新建电厂、输电线路或者变电站。通过电压无功控制降低损耗，并满足用户的电压需求，电网公司可提高电网的容量，并避免电网建设项目。时间也是需要考虑的因素之一。建设变电站一般需要一年的时间，输电线路则需要几年，如果是核电站，则有可能需要十多年的时间。针对目前的负荷增长，就算是用户愿意支付，这样的建设周期也无法满足用户需求。如果通过降低损耗来减少发电量，则可以降低电厂的碳排放量，这对于电网公司和整个社会来说都具有巨大的效益。

VVC的另一个动力来自于开放电力市场的调节和交易。电网公司可以通过多种途径获得电能：水电厂、火电厂、核电站和其他绿色能源，如风能和太阳能。不同的电厂的发电成本不同，水电和核电成本最低，其次是火电厂，绿色能源发电成本最高。电网公司通过从成本效率最高的电厂购电，以实现自身的利益最大化，其他的电厂则可以作为紧急备用或者峰荷备用。实际上，有时电网降低负荷能够比电厂运行几个小时以支撑临时的负荷增长更加划算。工作日的负荷曲线一般是在用户开始上班及商业、工业用户开始用电的早上增加，然后在后半夜降低到最低，如图3.95所示。配电网馈线和变电站负荷一般与用户及其负荷的类型有关。气候也会改变用户的负荷模式。夏季高温下，由于空调的使用，居民负荷一般在下午2点到6点达到最大值。就算不考虑负荷模式，系统负荷也是在平均负荷上下波动，不可能维持不

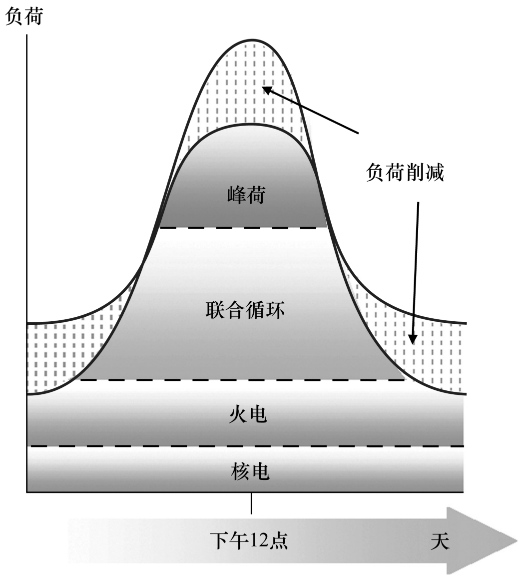


图3.95 电压控制下的用户负荷变化

变。理想的恒定负荷可以帮助电网公司利用火电和核电获得最大的经济效益。但是最大负荷需要电网公司应用快速响应的发电，如燃气轮机，从而增加运行费用。电网公司还需要为设备故障和系统重构等紧急事件提供备用容量。因此适当降低电压能够在短时间内降低用户负荷，能够有利于提高电网的运行效率。相反的，如果电压偏高，则会增大用户的负荷。在同一馈线上相同容量的用户，也会因为离变电站的距离不同，从而导致电压不同，需要缴纳不同的电费。因此改变电压能够改变负荷大小，也能改变电费的数额。也许有人认为，电网公司总是希望用户运行在电压偏高水平上以多收取电费，而实际上不然，有时电压偏低反而会对电网公司有利。

VVC 在不同电压等级下已运行了许多年。智能电网技术为这个应用提供了新的机遇和挑战，并可以量化 VVC 所带来的收益。在现有负荷特性下，已安装的 IVVC 可以降低 25% 的馈线损耗和 3% 的最大负荷，见表 3.9。

表 3.9　CVR 对典型负荷的削减效果[①]

电压调节比例	负荷削减（功率因数为 1）	负荷削减（功率因数为 0.9）
2	1.5	0.5
4	3.0	2.0

注：源自 M. S. Chen，R. R. Shoults and J. Fitzer. Effects of Reduced Voltage on the Operation and Efficiency of Electric Loads. EPRI. Arlington：University of Texas. EL-2036 Volumes 1&2，Research Project 1419-1. 1981。

① 根据经验，馈线上电压降低 1%，则负荷将减小 0.6% ~0.9%。智能电网将可以通过现场的监测仪器，在策略实施之前，确认执行的需求和配网自动化实施的成本。更重要的是，对预期效益的监测和确认将会成为工作的重点，如电压无功调节。

VVC 的另一个好处在于能提高系统的安全性和可靠性。随着负荷的增长，电网的备用容量降低，从而导致电网更容易崩溃（电压越限）和停电（失电）。VVC 可以提高电网的传输及备用容量。

将来的趋势是要对碳排放收费。电网公司如果能够降低发电量，尤其是火电厂的发电量，则可以通过降低碳排放量获得收益。

虽然 VVC 为电网公司带来了重要的收益，但也需要电网公司安装更多的设备，如电压调节器和电容器组及其监视控制设备等。然而更加智能的监控装置能够使得所有设备的运行维护成本最小。智能的监视可以辨别故障的设备（如熔断器、柱上变压器或电容器组），从而提高快速复电的效率。通过快速检测停电范围，智能电网技术可以使电网公司通过远程控制，尽快恢复供电。这些变化将增加 VVC 的复杂程度，3.5.2.5 节将详细介绍。

3.5.2.5　变电站内的 VVC 装置

电力系统的损耗主要是在配电网中。配电变电站一般是由两根或更多根的输电线（115kV 或 230kV）供电。一般有一台或多台变压器，将电压变为 4kV 或 25kV。每台变压器的低压侧接有母线，并由母线为每条馈线供电，变电站的低压母线可以互连。一旦某一个变压器出现故障或检修，则可以由其他变压器供电。变电站中的低压母线是配电网中电压控制的重要环节。

3.5.2.5.1　电力变压器

电力变压器有固定抽头和有载调压（LTC）两种方式。固定抽头形式可以通过调整电压比改变低压侧的电压，一般有0、±2.5%和±5%几个档位。这也意味着二次侧输出电压也固定为这几个档位。固定抽头形式只能在变压器退出运行时进行档位调整。如果变压器配置有LTC，那么在变压器运行时也可调整低压侧电压。LTC一般允许10%的电压变化，分为16档，分别为8个高档和8个低档。LTC不会影响高压侧电压。在0档位时，也不会影响低压侧电压。

LTC一般为单相监测三相调节。通过监测单相电压和电流进行判断，然后三相同时动作。为使LTC正确动作，三相负荷应尽可能平衡。如果某一相负荷过重，则该相电压将会偏低。如果监测的不是这一相电压，则该相的用户电压可能得不到调整。如果监测了最大电流相，则其他两相的电压则可能偏高。因此，为了改善这个问题，需要假定三相的负荷基本一致。图3.96给出了变压器的照片，图3.97给出了其电气接线图。



图3.96　LTC变压器的照片

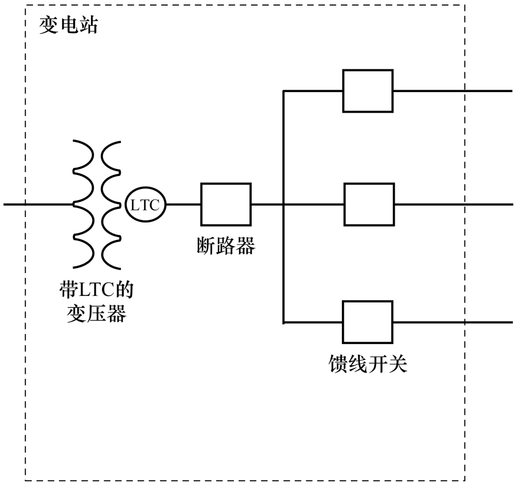


图3.97　LTC变压器的电气接线图

LTC的第一个好处是在成本方面。如果变压器需要为多个馈线供电，则使用LTC将会比在每条馈线上使用调压装置更加便宜。其次是固定资产投入少，LTC只需要一小部分的固定资产投入就可以实现。另外LTC还有其他特点，如LTC采用单相感应，因此需要使三相负荷尽可能平衡；在城市范围内，用户集中，馈线短（少于4mile），此时LTC容易实现。但是当馈线长度超过15mile时，LTC的效果不是十分明显。当LTC或者其控制器发生故障，会造成电压过高或过低，且影响范围大。为维护LTC的操作机构，整个变压器必须停运，因此需要几小时，所以可以选择晚间或周末对LTC进行维护。

在智能电网中LTC的应用难度加大。一个设备将影响多个馈线的电压，因此难以获得非常恒定的电压。LTC连接的每条馈线会有不同的长度和负荷，因此有不同的阻抗，因此每条馈线上的电压降也会不同，单独采用LTC来调整所有馈线的电压水平是非常困难的。

3.5.2.5.2　变电站母线调节

变电站母线调节通过调整变压器低压母线的电压来达到电压调整的目的。母线电压调节有单相和三相调节两种方式。三相调节方式与 LTC 类似，其不同在于 LTC 是单独调节每个变压器，而母线调节是针对整个母线。这样做的好处在于维护调节器时，不需要将变压器退出运行。但与变压器的 LTC 相比，单独母线的 LTC 要更昂贵，安装占地面积更大。这种方法多年前非常常用，但是现在已经很少使用了。

第二种母线电压调节的方式是用三个单相电压调节器。使用三个单相电压调节器的优点在于可以单独调节各相电压，这时不需要严格要求三相负荷的平衡。另一个优点是在调节器或其控制器故障时，也只是影响其中一相的用户。但其主要缺点在于设备的体积庞大。单相调节器调节容量不如三相调节的大，因此变压器的容量及所带负荷受限。从成本角度考虑，单相调节器容量一般小于 20MVA，因此目前单相电压调节在农村电网比较常见，这里馈线数量更小，负荷更少也更分散。图 3.98给出了单相母线电压调节器的照片，图 3.99 给出了其单线图。



图 3.98　三个单相母线电压调节器的照片

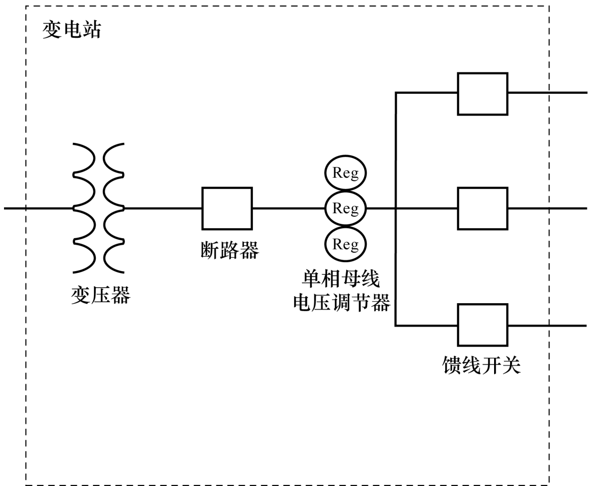


图 3.99　单相母线电压调节器单线图

3.5.2.5.3　单相电压调节器

单相电压调节可以使每一条馈线在变电站出口处分别调节电压。在这种方式下，变压器和低压母线无须调节。但这种方式也需要最多的安装位置，而且也是最贵的，同时也具有最灵活和最可靠的特点。如变压器及母线带有 4 条馈线，则需要 12 个单相电压调节器及控制器。

与前面所说的方式相比，这种电压调节方式具有更高的可靠性。即使单个调节器或控制器发生故障，也只会影响到单个馈线中的一相负荷。单相电压调节器的灵活性体现在只对单个馈线进行调节，因此可以适应不同的馈线长度和负荷类型。

为此，尽管单相电压调节器造价较高，但许多电网公司还是偏向于设计带有单相电压调节器的变电站。图 3.100 给出了这种调节器的照片，图 3.101 给出了其单线图。



图 3.100　单相电压调节器的照片

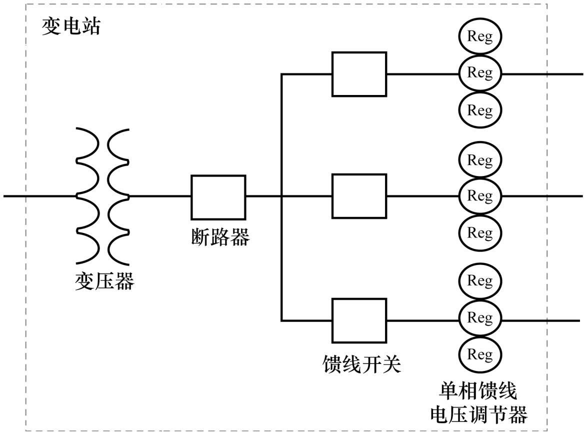


图 3.101　单相电压调节器单线图

3.5.2.5.4　变电站内电容器组

变电站母线配置电容器组可以调节母线电压，提高系统功率因数。利用变电站内的电容器组具有以下缺点：首先，若安装容量较大，则在其投入时容易给电压造成较大的波动，从而导致 LTC 和其他调节器动作。一般不推荐电容器组与 LTC 一起动作，因为电容器组动作 1 次，LTC 可能要动作 5 ~ 8 次。如前所述，LTC 的维护较为困难，因此增加 LTC 的动作次数并不合理。电容器组的另一个缺点是利用电容器组只能补偿变电站内的无功功率，而无法补偿配电网系统中的无功功率，因此变电站内的电容器组并没有降低配电网的损耗。如果无功补偿的电容器组安装在配电网系统中，靠近感性负荷，则更能降低损耗，提高效率。

对于电压调节来说，电容器组也可以起到动态调节电压的作用。电容器组投入运行时可以增加系统电压，因此电容器组既有无功补偿也有电压调整的功能。电容器组调节电压与其他调压方式相比有两个最大的差别：一是电压调节器只影响下一级的电压，而对上一级电压没有影响，而电容器则影响两侧的电压；二是调压器可以控制电压小步长变化，而电容器组则只能根据投切策略提供大步长的电压调整。电容器组对电压的影响与电容器组的额定容量及安装位置有关。图 3.102 给出了变电站内电容器组的照片。



图 3.102　变电站内电容器组的照片

3.5.2.5.5　小结

如上所述，变电站内部需要多种形式的调压设施。带有载调压功能的变压器或母线电压调节器可以用于具有短馈线和平衡负荷的区域电压控制。但从智能电网的角度看，电压控制的灵活性需要单独馈线都需要电压调节能力。就算是配置了有电压控制

装置，通过变电站进行整个馈线上的电压调节都是非常困难的。因此在馈线上增加电压调节装置是非常有必要的。通过变电站的电压调节装置与下游的电压调节装置一起协调控制才能实现 IVVC 的功能。

3.5.2.6　馈线上的 VVC 装置

馈线上的电压调节和无功补偿主要有两种形式：单相电压调节和柱上电容器组。大部分电网都会在馈线上采用柱上电容器来调节电压。

3.5.2.6.1　单相线路电压调节器

一条馈线可能具有不同的长度和负荷。变电站内的电压调节装置可能无法很好地抵消整条馈线沿线上的电压降。如果靠近变电站和远离变电站的用户电压差超过 10 ~ 12V 时，就需要在馈线上配置额外的电压调节装置，一般在馈线的中段采用单相线路电压调节器。馈线上的单相电压调节器与变电站内的类似，但在容量和体积上更小。

变电站内的电压调节一般是针对整条馈线，是馈线电压调节的主控制。线路电压调节器则主要是控制调节器下游的电压。因此需要不同电压调节器的协调动作。一般是变电站内的电压调节器先动作，然后馈线上的线路电压调节器再动作。这种协调可以通过设置时延实现，一般线路电压调节器比变电站内电压调节器的时延设置得更长。图 3.103 给出了线路上三个单相电压调节器的照片，图 3.104 给出了其单线图。



图 3.103　馈线上装设的三个单相电压调节器的照片

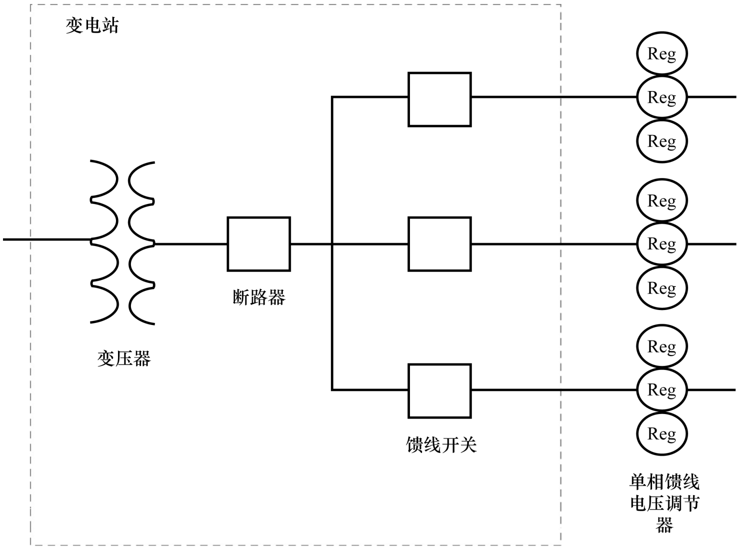


图 3.104　馈线上装设的单相电压调节器的单线图

从智能电网的角度看，通过从用户计量表中获得的额外实时信息有利于确定配置线路电压调节器的位置和容量，使得其能够满足正常运行和故障运行状态的需要。

3.5.2.6.2　柱上电容器组

柱上电容器组有两种形式：固定式和开关投切式。大部分电网采用固定式电容器组，以实现最小或平均的配电网无功补偿。配电网中无功潮流的变化快，因此固定式的电容器组并不能有效补偿负荷的无功需求，在某些情况下，固定式电容器组配置不合理，将导致配电网系统中的无功潮流增加。图3.105给出了柱上开关投切式电容器组的照片。



图3.105　柱上开关投切式电容器组的照片

开关投切式电容器组与固定式电容器组类似，但是增加了额外的开关和控制，以实现电容器组的就地或远程自动投切。SCADA或IVVC控制均能实现电容器组的远程自动投切。电容器组与LTC类似，采用单相检测三相操作方式。如果在一条馈线上采用多个电容器组，则每个电容器都连接有单相传感器。传感器可以检测单线的电压和电流，可根据控制方式选取。电容器组控制间的协调与电压调节器相反，需要不同电容器组之间及电压调节器之间的协调，以避免控制策略之间的矛盾，这是IVVC正常运行的前提。

配电网系统中采用电压调节器的主要原因是调节电压，而采用电容器组则有两个原因：功率因数校正和电压调节。一些电网会采用电容器组实现电压调节。开关投切的电容器组的投资会比单相电压调节器更便宜，而且从长期维护成本上看也更少。理论上说，在配电网中采用许多小的电容器组可以实现电压的小步长调节。电压控制一般采用这种形式的电容器组控制，并且容易与变电站内的LTC或馈线上的电压调节器协调，但前提是需要采用一致的测量参数。如果电容器组主要用于无功补偿，则电容器组与LTC及电压调节器直接的协调就不是那么重要了。电容器组一般是基于功率因数或无功功率控制，包括与LTC及电压调节器协调的电压越限控制。

3.5.2.7　VVC的实现

3.5.2.7.1　电压控制

现在电压调节器的控制越来越先进了。一些控制器包括了电压暂降和暂升、电压闪变、计算机与商业设备制造协会（CBEMA）的电能质量监测、故障监测和谐波测量等功能。这些控制器还具有状态监测的特点，如电动机电流监测和不正确抽头位置报警等。这些数据可以帮助技术人员解决用户投诉问题。随着电压调节器的控制越来越智能，电压调节器建设也会随之改变。一些控制器如果具有故障监测的功能，这可以为故障定位和快速复电提供服务。目前变电站内的继电保护可以估计出故障距离，但是由于馈线上存在大量的支路，精确的估计还需要结合馈线的结构及设计。如果电压

调节可以提供更多的故障信息，则可以提高故障定位的精度。

智能电网在许多方面可以帮助电压控制。在没有通信的情况下，难以实现变电站外的电压控制。有了为配电网自动化和 AMI 建立的通信网络，电力企业可以将通信的范围一直扩展到分布在馈线上的各种设备。更多的监测数据和信息能够帮助确定电压调节设备的安装地点，并实现优化控制。

3.5.2.7.2　无功控制

电容器组的控制方式有很多种，早期常用的方式一般是基于时间定时投切或基于温度的投切。现在一般采用监测电压、电流、功率因数、无功潮流或所有这些信息，实现更先进的控制。二十年前，开关投切电容器组并不具有远程控制功能，但是现在大部分的控制器都具有单向或双向通信功能。电容器组控制的智能性依赖于通信方式的选取。如果没有通信，则控制器只具有就地功能，如果有通信，则可以实现不同程度的智能化。

二十多年前采用的定时投切主要是考虑成本因素。定时投切只需要为投切开关提供电源，而不需要额外的传感器。定时投切的理论技术关键在于居民用户的负荷会在一天中某一个固定的时间出现峰值，如人们准备工作和傍晚回家做晚饭的时候，因此控制器可以预先设定在负荷高峰期投入，而在其他时间退出。对于连接商业和工业用户的馈线，负荷可能在商业开业或者工厂开工时出现最大，而在下班之后回落。这时的定时投切还要计及周末和节假日。定时投切的缺点在于：负荷一般没有办法预测得那么准确；电容器投切控制的时钟会有偏差，此时会导致电容器投切时间不正确。另外如果馈线失压，则控制器没有电源，可能导致控制器时钟失效，因此需要有额外的电池以维持时钟正常工作。更换和监测电池状态带来了额外的维护工作量。因此，尽管定时投切方式所需投资最小，但是增加了大量的维护成本，且并不能总是正确动作。

基于温度的电容器组投切控制方式是控制器监测环境温度，并根据设定的温度进行投切。这种控制方式的理论基础在于在天热温度高时，需要运行空调，则需要电容器组补偿因空调负荷运行产生的无功。基于温度投切的好处在于不需要增加额外的传感器，也不需要有电池维持时钟的运行，因此所需的维护量少。但基于温度的投切方式对于负荷不是随温度变化情况下无效，因此应用得不是十分广泛。

在定时投切和基于温度投切的方式下，电压控制不需要额外的传感器，因此相对便宜。电容器组投切用于电压控制十分常见，有两种常见的电压控制方式：绝对电压控制和相对电压控制。绝对电压控制是根据实际测量电压值来进行控制，而相对电压控制是根据电压的变化量进行控制。相对电压控制的理论基础在于认为系统的阻抗主要是感性的，因此电压的变化主要由无功电流的变化决定。

先进的电容器组控制可以采用电流控制、功率因数控制、无功功率控制，需要监测馈线上的电流值。由于这些控制方式都需要电流量作为输入，因此电容器的安装位置受限。电容器组必须安装在馈线的主干线上，而不能安装在分支线或次干线上。这是因为分支线上的电压与主干线基本相同，但分支线上的电流与主干线上的电流差别很大。电容器组的无功控制仅对感性的无功负荷有效。

定时投切和基于温度投切方式由于其主要控制功能不可扩展，因此大部分都是采用手动控制功能。基于电压或无功潮流的控制方式应用越来越多，而且可以包含投切的时间和温度等策略。例如，电容器组可以根据电压水平投切，但当温度超出一定范围后，可以投入额外的电容器以提供更多的无功补偿。

3.5.2.7.3 VVC 控制方式的实现

IVVC 可以有多种实现方式，每种实现方式都有其优缺点。电网公司需要根据现状分析和 VVC 的目标确定最好的实现方式。

3.5.2.7.3.1 就地智能实现

第一种实现方式基于单个的变压器 LTC、电压调节器和电容器组控制器来控制电压和无功。在这种方式下，LTC、电压调节器和电容器控制器通常不采用远程监测和控制，虽然一些电网也会采用通信来监测涌流情况或者监测设备就地控制是否正常的信息。电容器组控制可以运行在自动控制模式，或者定时控制、基于温度控制、电压控制、电流控制或者无功功率控制方式下。图 3.106 给出了 VVC 就地智能控制的结构图。

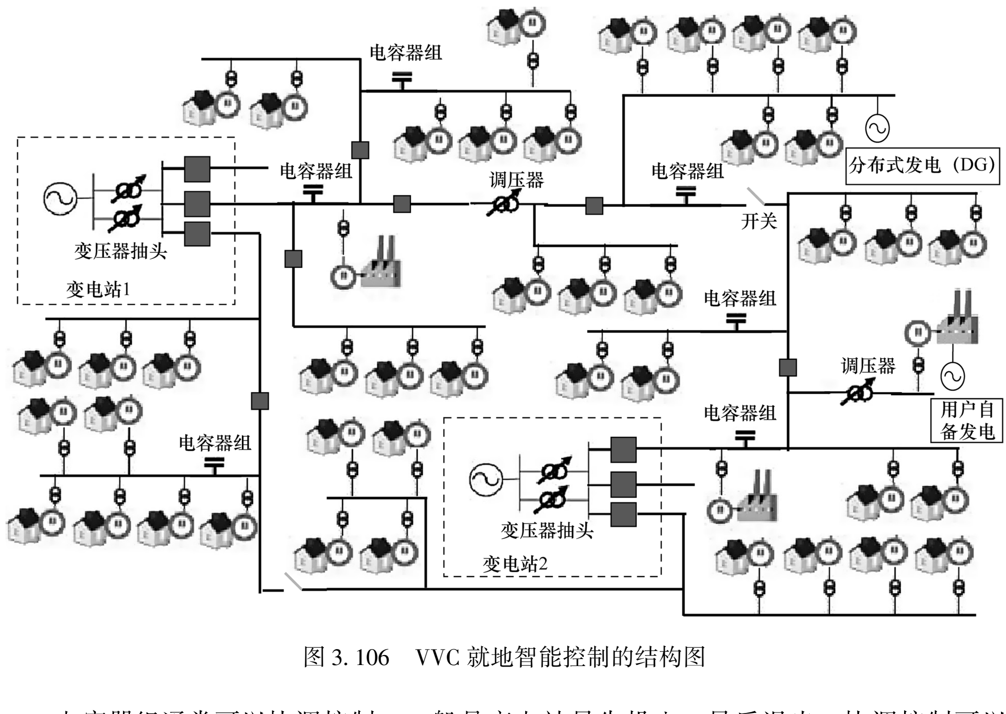


图 3.106 VVC 就地智能控制的结构图

电容器组通常可以协调控制，一般是变电站最先投入，最后退出。协调控制可以通过控制器不同时延设置实现。电容器组也可以通过时延设置，在 LTC 或电压调节器动作之前动作。这种方式下电容器组的控制有几种形式，最便宜的形式就是应用定时、温度或电压进行控制，不需要其他额外的输入。开关的动作电源可以由电压提供。通常相对电压控制或利用电压变化量进行控制的算法可以提供最优的动作策略。定时控制和温度控制则在可预测负荷中使用，如居民用户负荷。如果电容器组主要用于电压支撑而不是无功补偿，则电压控制方式是最有效的，也容易与变压器的 LTC 及电压调

节相协调，并可以通过电压的检测进行动作策略的判断。当电容器组仅是用于功率因数校正，则其安装量对电压控制来说是不够的。

这种 VVC 控制实现方式不是通过通信来实现的，而是通过变电站的测量实现。从继电保护、监测仪表、电压调节器中测量获得的数据可以使 VVC 得以监测电压、功率因数和无功水平，并能获得正确的动作策略。

3.5.2.7.3.2 分散实现方式

这种方式与上面的就地实现方式类似，但是需要在变电站层增加一些额外的集成协调控制逻辑，并通过远程通信与变压器 LTC 和电压调节器进行协调。变电站内的 VVC 提供就地监测和协调。与远方控制的通信可以为配电网操作控制中心提供远程手动控制策略，远方控制终端的双向通信则可以帮助检测故障状态及报警，如电容器组熔丝熔断等。可以减少现场的维护工作，但需要增加额外的通信。图 3.107给出了 VVC 的分散实现方式。

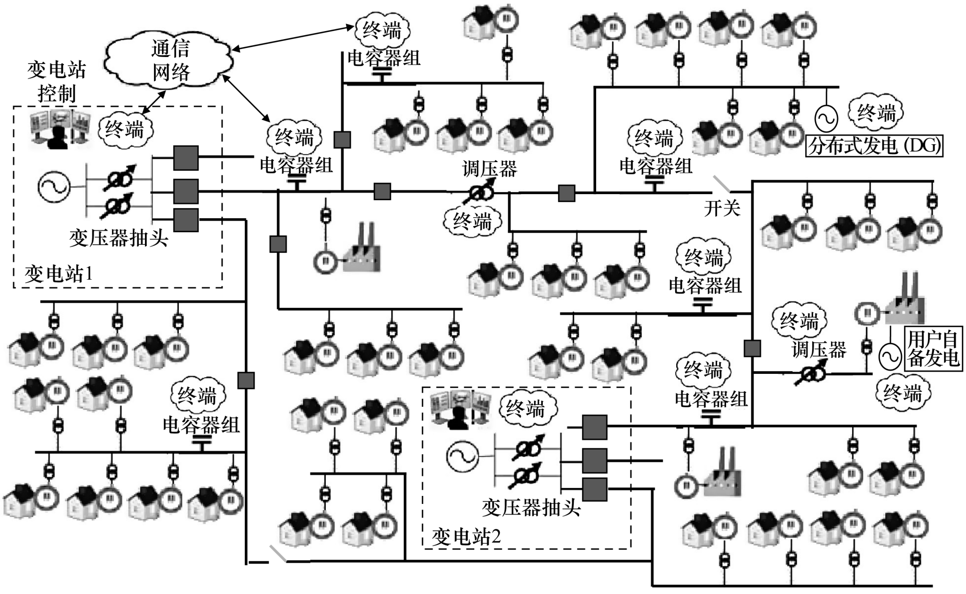


图 3.107 VVC 的分散实现方式

3.5.2.7.3.3 无就地智能的集中实现方式

集中实现方式是现在最流行的方式。集中控制包括控制中心、主控制逻辑（通常在 DMS 里面实现）及与远方控制单元的通信构成。在这种控制方式下，变压器 LTC、电压调节器和电容器组控制器不需要就地智能控制。电容器组控制器可以具有少许简单的决策智能能力。电容器组控制器通过远程通信控制电容器组的投切。该系统最大的成本在于通信网络的建设和集中控制的智能。通信网络通常采用单向寻呼系统以减少成本。集中控制中心发出命令，变压器 LTC、电压调节器和电容器组控制器收到命令后动作。更先进的控制策略还可以检查馈线或变电站的无功负荷和电压变化是否超限，如果没有则发出报警，检查电容器控制、开关、电容器本体和熔丝是否有问题。

图 3. 108 给出了无就地智能的集中实现方式。

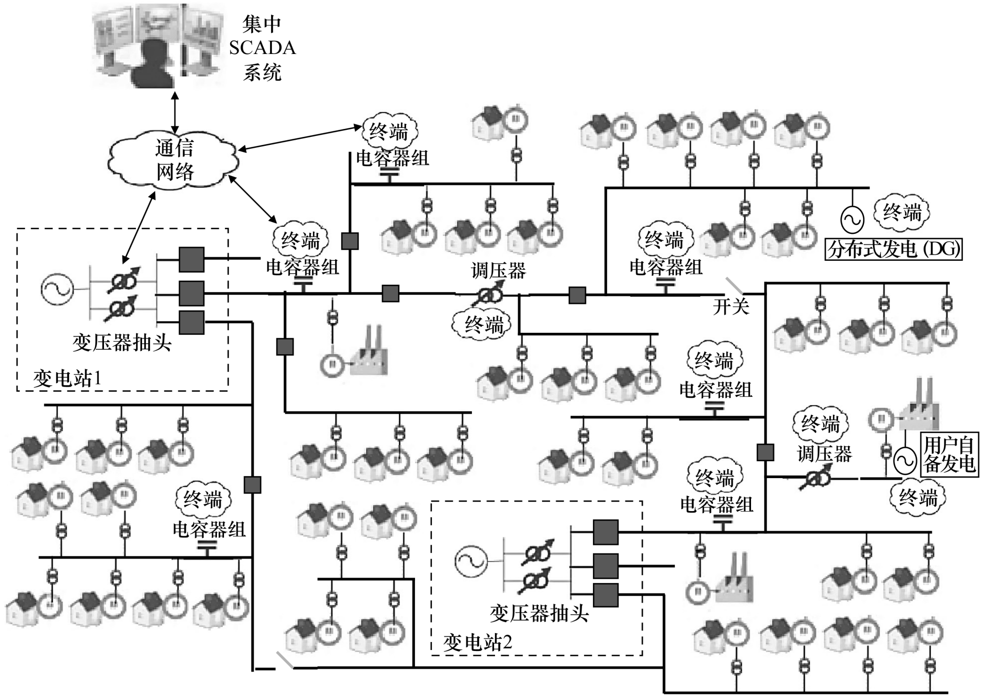


图 3. 108　VVC 的无就地智能的集中实现方式

集中控制的 VVC 策略一般监测和协调某一个配电网区域内多个变电站的设备，也允许这种控制策略设定区域内最大效益的优化目标，而不只是单个变电站或单条馈线。因为单个馈线或变电站的优化结果并不一定会带来整个区域的最优效果。

3. 5. 2. 7. 3. 4　有就地智能的集中实现方式

这种方式的特点在于有载调压变压器、电压调节器和电容器组控制是通过数字单元网或非授权网状的无线网络双向通信实现的，而不是单向通信。在双向通信网络中，集中控制可接受远方控制器的信息，如控制操作确认信息和无功与电压的测量信息等，这能进一步提高集中控制的能力。

同样，在这种方式下，有载调压变压器、电压调节器和电容器组控制器均具有就地的智能特性，以保证在丢失通信或控制中心故障情况下，仍然能够正确动作。远方就地控制单元一般按照就地控制逻辑独立运行，但控制中心监视和设定远方就地单元的给定值，以提高整个 VVC 策略运行水平。因此，即使通信丢失或控制中心故障，就地控制单元仍能够就地运行，尽管此时的控制动作未必是最优的。

就地运行的信息也可以提高 VVC 策略，如一些电网会增加线路末端电压传感器，这样控制中心就可以确定需要如何调整调压才能不会影响末端用户的用电。电容器组控制的往往是单相电压，而这些末端电压监视的则是三相电压。电压还可以采用线路中段的电压监视，从而可以反映各相无功的反送情况。还可以通过在线路电压调节器、

重合器和分段开关上增减通信，为配电网提供额外的系统信息。

集中实现方式在系统重构中变得更为复杂，系统结构、负荷、无功潮流和电压均发生了变化，这就需要控制动作与优化目标之间的集成和协调，有望在智能电网中的配电网自动化应用中实现。

从更大范围来看，集中式的 VVC 可以提供更多的灵活性和可操作性，但是同时也要增加额外的成本。但如果为就地控制单元提供了通信架构，则这部分成本可以忽略。同时，也可以通过和其他应用系统共享通信系统，如故障定位、重合和分段开关等 FDIR 使用的通信网络，也可以降低这部分的成本。作为智能电网应用通信的一部分，一些电网还可以考虑建设同样支撑配电网自动化系统或自动抄表系统的通信网络。

3.5.2.7.3.5　有就地智能的混合实现方式

混合实现方式是将 VVC 的分散实现方式与集中实现方式相结合，以发挥两者的优势。混合实现方式的基本原则是远方控制单元、变电站内控制单元和控制中心的分层控制。混合实现方式的优点之一在于其通信网络，可以应用不同的通信方式，而不仅限于某一种通信方式。通信网络出现故障时，指挥影响到控制系统中某一个部分，而不是整个系统。分层控制可以使 VVC 的控制逻辑及控制电源分散化，从而维持整个大区域的最优化。分层控制方式需要满足上一层故障或通信故障不会影响到该层控制的设计要求。混合实现方式对于具有多种形式控制器的电网来说是最经济有效的实现方式，非常容易扩展，可满足不同变电站的要求。混合实现方式的缺点在于需要增加额外的硬件、软件、程序配置和不同层级之间的协调。图 3.109给出了混合实现方式的架构。

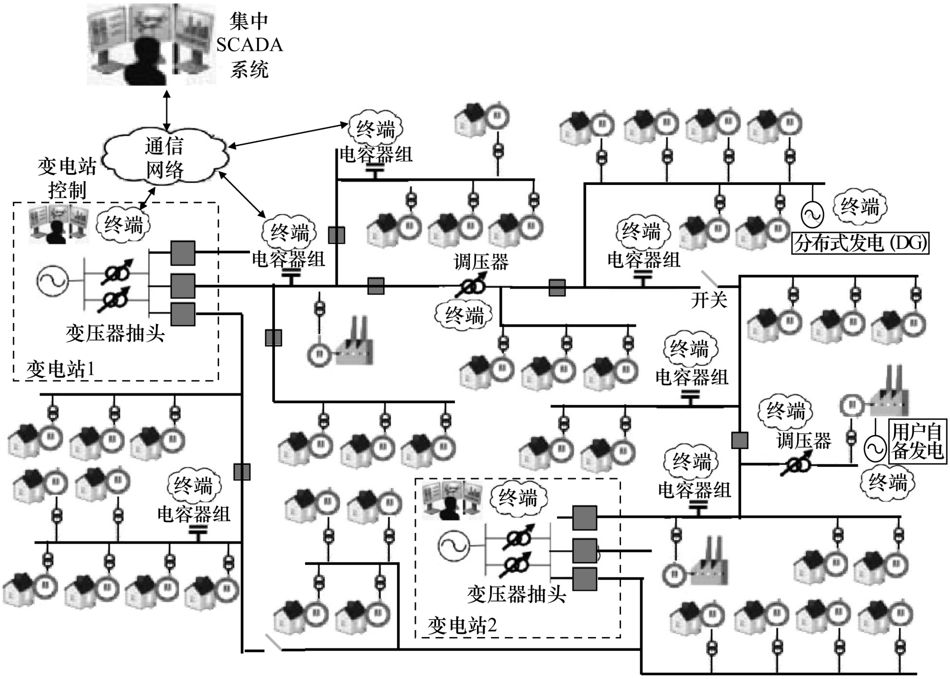


图 3.109　VVC 混合实现方式的架构

3.5.2.8 电压无功优化（VVO）

3.5.2.8.1 优化与控制

简单地说，VVC 具有通过变压器 LTC、线路电压调节器和电容器组控制配电网不同节点电压和无功的能力。在配电网中，单独的控制装置可能在许多方面导致变化，因此是相当复杂的。例如，投入电容器组，一定量的无功注入系统，从而会影响馈线和变电站里的电压、无功潮流和功率因数，从而也会对配电网的功率损失和负荷需求产生影响。

IVVC 可以协调各种电压调节手段动作，从而在决策过程中进行优化。VVO 则是以无功（损耗）最小和负荷减少量最小为目标，利用优化算法和控制，在满足系统各种约束的情况下，进行集中或分散决策。

3.5.2.8.2 选择恰当的优化目标

VVO 的优化目标对于经济和技术方面都是非常重要的。有时会以直接目标最小为优化目标，而不是实际中的假设两者相等为目标。所设定的大量指标应满足实际运行经验的要求。当然近似的结果已经可以说明一些问题。

举例来说，一些电力企业在使用电容器投切时以提高配电网功率因数接近于 1 为目标，因为 1 是功率因数可能的最大值，而实际反映的是线路损耗最小这一经济目标，可以认为提高功率因数与减少功率损耗有必然的联系。如果实际经济目标是功率因数校正，则会投入更多的电容器组，无论电容器组的安装位置如何。但如果实际的目标是降低损耗，则需要根据电容器组的位置和无功潮流的分布才能确定。

CVR 的整个概念是基于电压的精确控制，以降低能源的需求。因此馈线上的负荷需要对馈线上的电压有响应。考虑馈线上有两个负荷的简单模型，如果两个负荷上的电压都降低，则可能第一个负荷降低了而第二个负荷没有变化。其原因可能是第二个负荷在低电压的情况下，增大了负荷电流。因此，如果目标是降低电压，则馈线的负荷可能降低，但馈线的损耗却未必减少。对系统负荷特性的理解将有利于 VVC 优化的实现。因此在这个假设的例子中，并不是简单降低整个馈线的电压是最优的方式，而是适当降低第一个负荷的电压，而增加第二个负荷电压，从而实现系统最优。这个例子说明使损耗最小并不总是使整个馈线电压保持恒定。CVR 与 VVO 的区别在于 VVO 并不是简单地增大电压或减小电压。VVO 是根据负荷特性和测量与控制方式，确定电网中不同部分的最有效控制策略。在动态条件下维持馈线上沿线各部分电压在一定范围内，才能达到 VVO 的目标。尽管简单的 VVC 和 VVO 间的区别非常明显，但是在实际操作过程中，这种差别却经常会被忽视。理解这一差别能够使电力企业选择正确的技术，以实现它们的经济目标，从而获得最大的效益。

3.5.2.8.3 VVO 实现方式

如前所述，VVC 的实现方式有很多种，一些需要通信，而一些不需要。在 VVO 中，通信是必需的。如果没有通信，在一系列分散的就地控制器中实现优化控制是不可能的。

利用 VVC，VVO 有多种实现方式，但 VVO 需要与其他应用（如 DMS、OMS 和

GIS）进行数据集成和交换，并应具有智能电网领域中的多层次优化能力。

基于变电站的分散实现与集中实现方式的层级结构模型如图 3.110 所示，利用 IVVC，分散实现方式是在变电站层的配电网系统中实现，包含下游的多条馈线，并与其他变电站联络。集中实现方式则是优化包括所有变电站、操作区域内的所有配电系统的电压和无功。

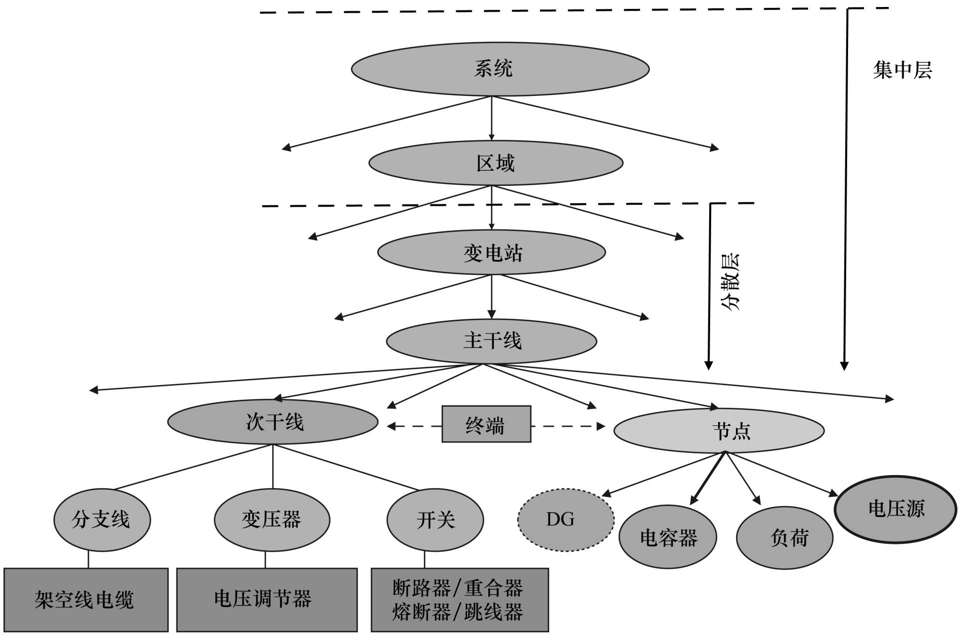


图 3.110　VVO 的层级结构模型

3.5.2.8.4　分散式 VVO 实现方式

分散式 VVO 实现方式的主要优点在于分散的 IVVC 实现具有良好的扩展性，并在某一个分散系统故障时，不会造成整个系统的故障，因此具有更高的可靠性。对于电网而言，实现 VVO 和配电网自动化项目更为简单，所需投资更少。但配电网系统中的开关操作可能会使得整个配电网系统的馈线结构发生变化，这对于分散式实现方式而言，只包含有局部的电网模型，而不是整个系统的模型，从而难以适应这种变化。相邻变电站之间的协调可提高分散 VVO 实现方式的适应能力。

3.5.2.8.5　集中式 VVO 实现方式

集中式 VVO 实现方式利用整个配电网络的模型，而分散式实现方式只是利用部分的系统模型。集中式 VVO 系统包含以下部分（见图 3.111）：①配电网 SCADA 系统，以便于获得远方就地实时测量数据；②短期负荷预测功能，为后续优化提供数据；③不平衡三相潮流计算功能；④可控设备（电压调节器、电容器组和其他可调度电源）；⑤传感器（电流和电压变送器）；⑥变电站控制/RTU；⑦通信网络；⑧VVO 控制算法。

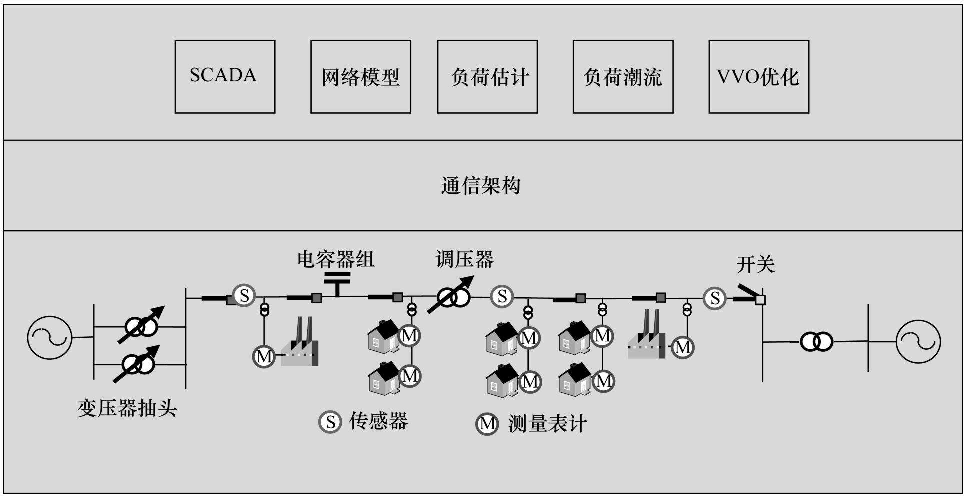


图 3.111　集中式 VVO 实现方式

短期的负荷预测和估计，不平衡三相潮流计算功能在优化开关动作和评估控制策略效果中使用，以考虑优化目标函数和对系统约束条件的满足程度，如电压约束和功率约束。基于 SCADA 的实际系统运行状态，优化控制策略可以进行实时更新。

3.5.2.8.6　基于模型的实现方式

最近，VVO 的实现方式可以基于配电网系统的动态运行模型，并结合数学优化算法和电力工程计算方法，在给定运行目标下，优化配电网系统的电压和无功。配电网系统动态运行模型一般来自于配电网 GIS 中的配电网拓扑模型。这个模型在电网控制中心中以准实时状态进行更新，可以通过人工操作或 SCADA 系统来获得，适应配电网系统部件运行状态改变。该模型反映配电网中断路器、开关、重合器、熔断器、跳线器和线路的状态变化。

在基于模型的实现方式中，系统的运行状态，包括从 SACDA 和 OMS 系统中准实时更新，对电压控制精确程度有影响。对于 CVR，每个变压器 LTC、电压调节器和电容器组的最优设定值必须考虑：①整个系统负荷的空间分布；②每一相中连接的负荷；③三相负荷及变压器的接线方式（三角形和星形联结）和参数；④负荷的电压特性（恒阻抗、恒功率或者两者的结合）；⑤网络拓扑及参数。

基于模型 VVO 中控制的最优参数设定是由设备的实时参数或估计参数决定的。基于 GIS 的网络拓扑模型，变电站与设备之间的双向通信和计算资源与架构的提升都能对该项技术有促进作用。

在基于模型的 VVO 中，目标函数是确定的，并包含有非线性等式和不等式约束。在不平衡潮流分析中，约束条件需要考虑上千个方程和状态变量。

基于模型 VVO 算法总结如下：

目标函数：有功负荷需求或损耗最小。

约束条件：①潮流方程；②电压约束；③电流约束；④变压器抽头约束；⑤电容器组约束。

优化控制变量：①并联投切电容器；②变压器抽头；③电压调节器输出。

基于模型的 VVO 和其他 VVC 方法的重要差别在于基于模型的 VVO 可以利用工程计算分析进行优化。这包括负荷布置、不平衡潮流分析来计算配电网的状态。因为单相负荷、不对称部件参数、不同的变压器模型和单相电压调节及电容器组投切等原因，不平衡潮流比平衡潮流计算对于配电系统而言更为重要。因为有建模和分析功能，基于模型的 VVO 还可以建立用户负荷的电压特性模型，或设定恒阻抗和恒功率负荷的比例。这对电容器的开关状态和电压调节器与 LTC 的设定值计算有重要影响。

随着配电网 GIS 模型和双向通信发展，基于模型的 VVO 获得进一步提升，所具有的分散组织功能是之前不具备的，具体如下：

1）应用计算获得真正的系统电压无功优化结果，而不是近似的优化结果：①如混合整数优化、非线性规划等优化方法，可以保证优化结果是最优的；②除根据预先设定的条件计算外，还可以基于事件对优化进行设置，包括馈线重构和负荷变化等；③在线模型的备份可以用于离线学习，从而可以制定不同场景和配置下的优化策略。

2）算法可运用准实际模型：①准实际模型可反应馈线、负荷和电压无功控制装置的实际连接情况。这对配电网动态过程的优化计算非常重要。SCADA 和运行人员发出指令对配电网运行进行调整，优化方法可以直接保持准实际模型，而不需要进行额外更新。②所有的配电网应用，包括潮流计算、故障定位、FDIR、开关顺序和 VVO 都可应用该模型。

3）分散组织包含多个先进配电网应用都使用同一模型，因此统一的平台可以减少计算硬件和维护的成本：①基于模型的 VVO 可以将投资分摊到 SCADA、OMS 和其他的 DMS 应用中，从而避免计算架构和通信环境的重复建设。②同一配电网模型可以被所有的应用采用，因此不存在模型同步更新问题，只需要在 GIS 中对系统进行维护，而不需要单个系统进行单独维护。

4）采用三相不平衡网络模型：①更加详细的三相不平衡系统模型有利于提高计算精度；②VVO 可以考虑单条馈线、变电站所有馈线、几个变电站或者整个配电网系统的电压控制；③可以分析放射型网络和环形网络；④可以考虑网络部件的电压和热稳定限值；⑤可以考虑系统中的电压不平衡。

5）配电网系统负荷模型的建立：①用户负荷电压特性模型可以将用户的有功和无功表示为电压的函数；②可以在优化过程中考虑包含有位置、容量和类型的负荷特性；③馈线中各个节点的电压可以被计算，并与限值进行比较，以获得最优的控制策略；④ 用户负荷曲线可被用于负荷配置及潮流计算中，能够计及负荷的变化获得设定值。

3.5.2.8.7 VVO 与智能电网

VVO 可以采用分布式架构来实现系统运行，但是新的元素的出现将增加系统运行的复杂性。这些复杂性包括不同电压等级的可再生能源发电、自动的故障定位和恢复策略、系统监测信息的增加、资产管理及电动汽车充电等。

智能电网为企业应用之间的数据共享提供给了新的途径。例如，AMI 中的用户计量表中测得的电压数据可提供给 VVC 控制中心主站，从而能够监视最末端用户的电压水平，同时尽可能保障变电站到用户的电压水平。现代配电网系统控制中心可以包含除 VVO 控制算法外的所有配电网部件。VVO 控制算法则在近年来获得了快速的进步，并从开始的研发阶段进入到实际商业应用阶段。随着分布式能源的接入和用户需求响应，VVO 集成这些配电网电源进行优化将成为新型智能电网的挑战之一。由于配电网电源的不可控性、间歇性和不可预测性，新能源发电和储能系统渗透率的增加给 VVO 带来的挑战和机遇将更大。这同时也增加了配电网过电压的概率。因此配电网的电压无功控制需要更加频繁和精确地动作，以适应新能源发电随机性的特点。储能系统，如电池储能，将会影响配电网系统的潮流。从储能系统中提供的有功潮流必须要在 VVO 中考虑，因此 VVO 可能会包含有功的优化。将来的调度和商业运作模式将被分布式能源所有权及运行特点深深影响。该领域存在大量的不确定性，还需要进一步研发。

VVO 也提供了处理网络结构的灵活性。例如配电网馈线上的永久性故障将会导致开关动作和拓扑结构变化。潮流的方向也可能随着网络拓扑的变化而变化。VVO 可以利用更新后的潮流计算结果来确定 VVC 的最优控制策略。因此，DMS 中的集中式 VVO 可以完全利用全局的配电网模型、负荷模型及所有完备的 SCADA 远程测量数据和其他应用的数据，如负荷预测/估计、AMI、需求响应等。智能电网中的 VVO 需要采用更多的先进技术，如在动态运行条件下，考虑计划停电和非计划停电及检修策略，提前做出优化计算。

3.5.3 故障监测、隔离和恢复供电（FDIR）

Witold P. Bik，Christopher McCarthy，James Stoupis

传统电网通过故障投诉来判断电网停电。最初，配电网故障通过熔断器、重合器、脉冲合闸器或者断路器来清除故障。一旦故障清除，线路上的用户将遭遇停电。此时用户打电话给电网公司报告停电。配电网控制中心派遣维护人员到现场。维护人员首先调查故障的位置，然后执行开关操作，隔离故障，然后再恢复供电。该过程可能需要几小时来完成，完成时间依赖于用户报告停电的时间和维护人员找到故障及执行恢复供电的时间[4]。因此，智能电网的一个主要驱动力来自于提高和优化配电网系统的可靠性，并受到供电企业和公共事业部门（PUC）的欢迎。

最近，通过智能电网技术的发展，电网可通过越来越多的 IED 进行更多馈线开关设备的保护和控制。IED 的自动控制能力，如测量、监视、控制和通信等，能实现自动故障监测、隔离和恢复供电（FDIR），从而停电时间显著缩短，系统的供电可靠性能大幅提升。IED 的数据也可以通过通信在 IED 之间及和控制中心之间交互。

除了 FDIR 应用外，其他与可靠性相关的方法可越来越多地被电网采用，如配电网设备风险评估、用户及电网设备带来的电能质量问题、协同保护问题等。设备状态监测和诊断也将成为智能电网的关键技术，因为能够通过监测变压器或断路器的状态预防其故障的发生。电力电子装置则在电能质量问题中获得越来越多的应用。自适应保护则对实时改变变电站及馈线 IED 保护和控制定值方面起着重要作用。

3.5.3.1　配电网系统故障

配电网系统的故障主要与设备的部分或完全绝缘损坏相关。配电网故障造成的故障电流将会使架空线或电缆所承受的应力增大。中压架空电线的故障中大约 80% 属于瞬时性故障和单相接地故障[5]。

当今大部分的馈线都是辐射状的，即潮流只能从变电站流向用户。大部分馈线都是三相的，构成整个电力传输系统的骨架。架空线可以清除瞬时性故障和简单的永久性故障并修复。单相或三相的分支线，无论是架空线还是电缆，都是从主干线上获取电源，一般通过熔断器进行故障隔离。单相或三相分段开关和重合器可以隔断架空线和电缆的故障，也可以进行过负荷的处理。在主干线上发生的故障将导致变电站的断路器动作。如果主干线上使用了自动重合器或分段开关，则在其下游发生故障时只有故障设备的下段会被隔离。

由于大部分馈线都是辐射型的，因此没有备用电源，就算故障发生在几英里外，用户仍然要遭受停电。现在一般都会将负荷转移到相邻的线路，以保证用户的供电。当馈线上存在多个开关，并具有自动重构配电网的智能功能时，则通过开关自身或控制中心在出现停电时进行控制，可以称之为智能配电网。更加智能的开关可以为用户供电提供更多的选择，同时不同开关之间的通信则可以实现配电网的自愈。

因此，在将来，尤其是在考虑分布式发电及储能系统接入后，配电系统将会是环形网络，而不是辐射型网络。这也就意味着同一个负荷将会有多路电源供电，从而使得故障管理和可靠性维护面临更大的挑战。配置拥有先进传感器和高速通信网络的先进配电网保护和 FDIR 策略，可以实现故障的快速隔离和用户恢复供电。

3.5.3.2　FDIR 的驱动力、目标与益处

FDIR 的主要驱动力在于提高供电可用性，提高系统运行水平及运行效率。为实现这一目标，关键在于故障后快速恢复非故障用户供电、减少用户停电数和停电时间、提高用户满意度。提高供电可靠性与电网的可靠性指标直接相关。在大部分情况下，电网将受到监管机构的压力，提高供电可靠性。可靠性指标则用于决定配电网的运行水平。

IEEE 1366 标准给出了主要的供电可靠性指标[6]：①SAIDI = 用户停电时间/所有用户数；②SAIFI = 用户停电数/所有用户数；③CAIDI = SAIDI/SAIFI = 用户停电时间/用户停电数；④平均用户短时停电次数（MAIFI）= 用户短时停电次数/所有用户数。

目前世界上大部分国家都采用 IEEE 的可靠性指标或者按照同样的计算方法进行计算。还有一些世界上通用的指标，如平均单次停电损失、停供电能（停电损失电量）、用户停电分钟（CMI）和平均停电时间等。需要注意的是，无论电网如何定义自己的可靠性指标，IEEE 指标是评判可靠性最为理想的指标。

智能电网技术的最大益处之一也在于提高供电可靠性，从而最终带来对用户服务的提升。为满足供电可靠性指标要求，越来越多的配电网采用了自动开关设备，从而减少停电时间和故障响应及恢复供电的时间。这些设备也是构成自动 FDIR 策略的重要组成。大部分电网都设定了故障恢复供电目标时间为 1min 或 5min。在将来，随着带通

信的自动开关设备的普及，其控制能力将进一步缩短恢复供电时间，从而提升可靠性。馈线开关设备的自动化也可以促使配电网自动化的实现。例如采用多馈线重构技术和负荷平衡策略，能够使电网将负荷快速地从一条馈线/变电站转移到另一条馈线/变电站，并避免设备过载。

提升供电可靠性的方法还包括增加树木剪枝频率、应用故障指示器和用重合器或分段器替换熔断器，而熔断器只用于隔离用户的永久性故障。同样配电网的拓扑结构及馈线上的负荷密度也对故障频率、故障持续时间等具有重要影响。长的配电线路将可能意味着更长的停电时间。短的配电线路，尤其是对于城市环形配网结构，将会更可靠。因此具有高负荷密度的电网可能有更高的 SAIFI 指标[6]。这些因素都是将来供电可靠性提升工作中必须考虑的关键点，尤其是随着城市化进程的扩展，线路越长，可靠性越低。

3.5.3.3　FDIR 设备

3.5.3.3.1　变电站用断路器

变电站用断路器是变电站内常见的开关设备，可以承受和开断正常情况下的工作电流和故障情况下的短路电流[5]。大部分配电网馈线都配置有断路器作为最上游的保护装置，以保护变电站中压出线。对于 FDIR 而言，每个变电站的断路器都配置有继电保护/IED，并能够和变电站内的自动化设备进行通信、传输数据及接收控制指令。目前断路器一般都采用真空绝缘，配置有磁动作机构，并封装有与外部调节（如温度等）的保护接口。图 3.112 给出了户外式断路器的照片。



图 3.112　变电站户外式断路器的照片（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

3.5.3.3.2　手动开关

手动开关是承受和分断正常工作电流的开关设备，不能分断短路电流。手动开关主要配置在馈线上，也有一些手动开关配置在馈线出线上。手动开关不适用于自动 FDIR 中，而只能适用于手动 FDIR 中，需要通过运行维护人员现场操作开关。大部分手动开关都是气体绝缘，配置有刀片式接触器，为运行人员提供可视的电气隔离。

3.5.3.3.3　远程操作负荷开关

远程操作负荷开关一般安装在变电站外，可以承受和分断正常工作电流（非短路电流）。远程操作开关可以通过通信对开关进行操作，一般是通过 SCADA 或人机交互界面来实现操作。对于 FDIR 来说，每个远程操作开关都有一个控制 IED，并通过通信与 SCADA 控制中心相连，通过控制中心实现 FDIR 策略、传送数据和接收控制指令。大部分的远程操作负荷开关都包含有气体绝缘，配置有刀片式接触器或真空触头，具有磁动作机构。图 3.113 给出了柱上式负荷开关的照片。

3.5.3.3.4　自动分段器

自动分段器是可以手动和远程操作的负荷开关，安装在馈线上，并配置有 IED。自动分段器基于就地的电压和电流，具有就地控制决策的智能化功能。当馈线发生故障时，分段器 IED 记录过电流事件或电压降事件的次数。计数器达到预设值时，自动分段器分断，并与变电站内的断路器或重合器在时序上配合。分段器可以作为 FDIR 策略的一部分，一般允许就地控制决策，以实现故障隔离和部分恢复决策。需要注意的是，在有些时候，单相自动分段器会在分支线上使用，以隔离分支线上的单相接地故障，而不影响主干线。

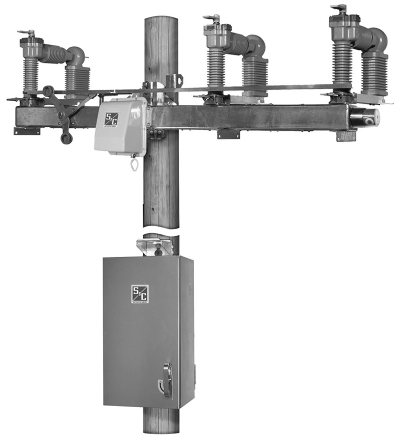


图 3.113　柱上式负荷开关的照片
（© Copyright 2012 S&C Electric Company，Chicago，IL. All rights reserved）

3.5.3.3.5　自动重合器

自动重合器与自动分段器有点类似，但是它可承受和分段故障电流。因此自动重合器不但能记录过电流的次数，还可以跳开隔离故障。与自动分段器类似，自动重合器一般也布置在变电站外的馈线上。一些时候，单相自动重合器也会在分支线上使用。

重合器保护和控制 IED 一般会与上游的断路器继电保护及下游的重合器 IED 及熔丝相协调。在重合时序中，会有一次或多次快速跳闸，以清除瞬时性故障，然后是针对永久性故障的慢速跳闸。自动重合器作为 FDIR 策略中的一部分，可以具有就地控制决策，以隔离故障和部分恢复决策。

大部分重合器都具有真空触头和磁操作机构，并封装有与外部条件（如温度等）相关的保护接口。图 3.114 给出了户外柱上重合器的照片。

3.5.3.3.6　电源转换机构

电源转换机构一般包含有垫式开关操作机构，连接在不同的馈线和负荷中。每条馈线都安装有电压传感器，以判断主、副电源上的电压。如果主电源馈线的电压降到阈值以下，而副电源馈线的电压依然保持在阈值以上，则连接在主电源上的三相开关跳开，而副电源上的开关闭合，从而实现电源转换。在工业园的配置中，电源转换机构一般作为多环系统中的一部分，其中一个馈线作为主电源为第一批负荷供电，而作为第二批负荷供电的副电源，另一条馈线则作为第二批负荷的主电源供电，作为第一批负荷供电的副电源。一旦其中一条馈线失压，则所有负荷将转移到没有故障的馈线上。图 3.115 给出了电源转换机构的照片。

3.5.3.3.7　传感器

传感装置以多种形式出现，并执行不同的功能。FDIR 应用中常用的传感器是钳式故障电流指示器（FCI）。其他类型传感器的数据（如温度传感器）也会被用到。所有 FCI 测量电流，有时也兼具测量电压功能，也可以用于其他配电网的应用中。大部分

FCI 具有可视化的指示，当故障电流流过时，可以通过可视化指示显示或通过无线通信传出。电网维护人员可以在巡视中接收到数据。当今，传感器的制造上将这些数据通过长范围的通信方式，传送到就地的数据集中器，或者直接发回到控制中心，以便于 FDIR 和停电管理使用。

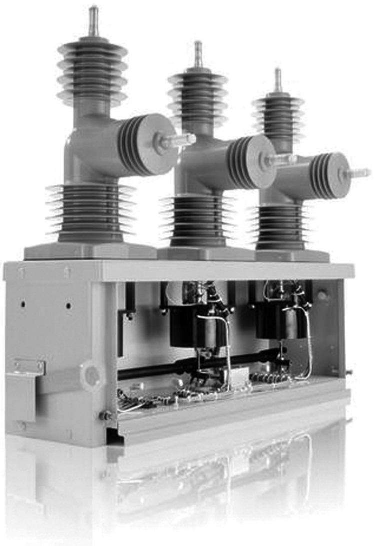


图 3.114 户外柱上重合器的照片
（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）



图 3.115 电源转换机构的照片
（© Copyright 2012 S&C Electric Company，Chicago，IL. All rights reserved）

3.5.3.3.8 新技术

3.5.3.3.8.1 单相跌落式重合器

该装置是开口式封装的故障开关，具有两个开关时序：一个是基于快速 TCC 曲线的过电流定时跳闸；另一个是基于时延 TCC 曲线的过电流定时跳闸。电网经常使用“熔丝熔断”策略，协调变电站断路器和支线熔丝，因此熔丝可以清除其下游的故障，这样大部分馈线上用户不会停电，但支线上用户将遭受停电。“熔丝保全”策略是快速跳开变电站的断路器，其动作时间快于熔丝熔断时间。这样瞬时性故障消失后，断路器自动重合，从而用户不会经受长时间的停电。第二次重合相对较慢，这样如果故障是永久性的，则熔丝会熔断，以隔离故障。无论是瞬时性还是永久性故障，所有馈线上的用户都会经受一次短时停电。因此，这个策略会对用户满意度造成一定的影响，虽然大部分故障都是发生在支线上而不是直接发生在用户处。单相跌落式重合器替代熔丝，可以保证大部分情况下主要用户不会停电，并可以通过快速跳闸避免永久性故障；而通过重合避免瞬时性故障，而变电站内的断路器则不需要动作。

3.5.3.3.8.2 高性能故障检测

在传统的重合和继电保护回路中，是通过断路器动作来隔离故障的。而在故障发

生后的一定时间内，通过判断故障是否存在来进行重合闸。脉冲合闸技术是一项针对架空线路保护的新技术，它可以检测故障的持续性，而不会造成大电流冲击。脉冲合闸技术可以快速闭合和打开其接触器，并能精确控制合闸时间，从而根据线路脉冲电路的大小判断下一步动作。如果脉冲显示故障依然存在，则快速打开开关，等待下一次合闸。这个过程可以多次重复，一直到脉冲合闸器判定故障已经消失，然后闭合开关。如果故障仍然存在，则脉冲合闸器闭锁开关，隔离故障。图 3. 116 给出了脉冲合闸器的照片。

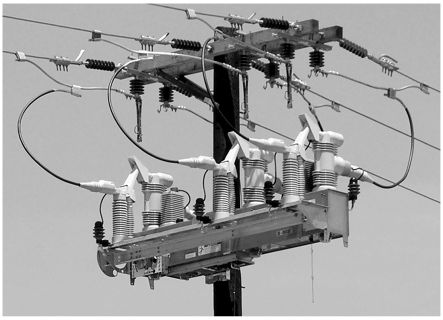


图 3. 116　脉冲合闸器的照片
(© Copyright 2012 S&C Electric Company, Chicago, IL. All rights reserved)

图 3. 117 给出了传统重合器或断路器在永久性单相接地短路故障时的电流波形。由于故障时刻的随机性，从而会导致不平衡故障电流，增加故障电流的能量。当脉冲合闸器清除故障时，由于可以精确地控制合闸时刻，因此不会造成很大的故障电流。图 3. 118 给出了同样永久性故障下，脉冲合闸器的电流波形。需要注意的是，要判断的是正、负极性故障电流，而不是变压器的冲击涌流。

3. 5. 3. 4　FDIR 的实现

FDIR 的实现方式有很多种，各有优缺点。电网需要分析其现有构架及实现目标，确定最合适的实现方式，包括可靠性优化目标、故障响应速度目标等。

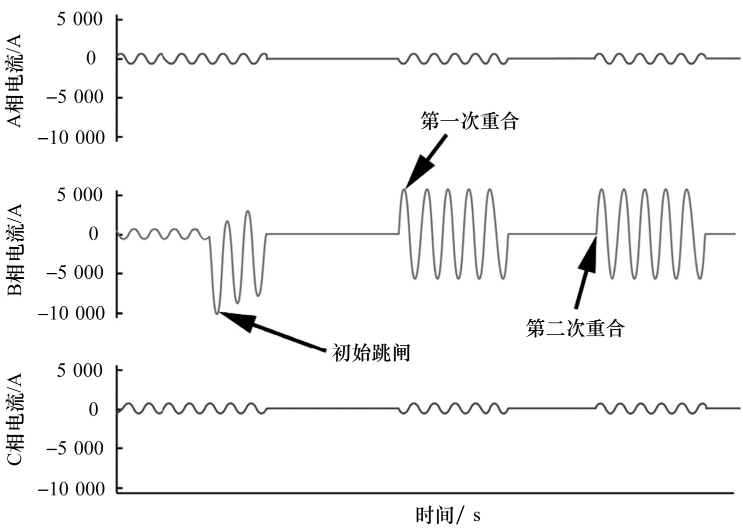


图 3. 117　永久故障下传统重合器的电流波形（© Copyright 2012 S&C Electric Company, Chicago, IL. All rights reserved）

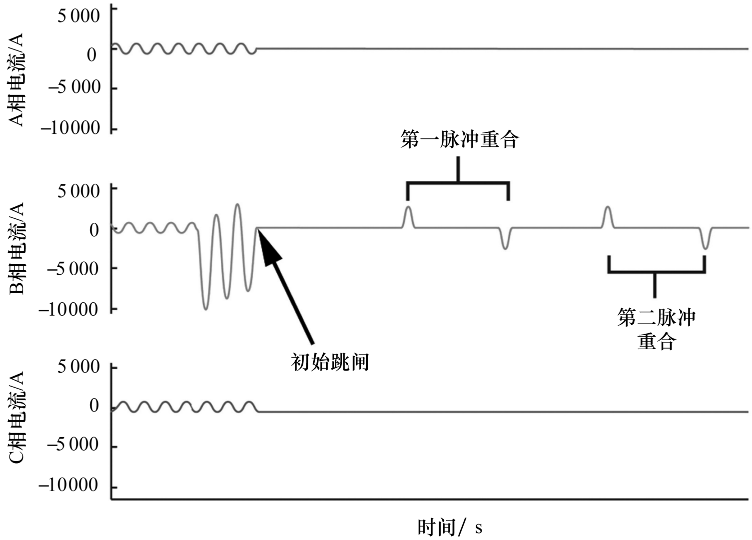


图 3.118 永久故障下脉冲合闸器的电流波形（© Copyright 2012 S&C Electric Company，Chicago，IL. All rights reserved）

3.5.3.4.1 就地 FDIR 策略

3.5.3.4.1.1 带有故障检测的变电站断路器

馈线的基本保护是由断路器和熔丝配合实现的。当用户报告停电时，维护人员将被派出去找到熔断的熔丝，故障通过手动开关进行隔离。如果在每一相的每个开关上装设有故障指示器，则故障可以快速定位。FDIR 的响应时间可以通过开关给 SCADA 上报故障电流并通过 SCADA 远程控制开关操作得以进一步提升，并能够更快地恢复用户供电。所带来的问题是在开关操作过程中，整个馈线都要经受短时间的停电。如果是永久性故障，则整个馈线都将闭锁，直到故障定位及隔离之后，才能够恢复供电。整个恢复过程需要几小时。

3.5.3.4.1.2 带有分段重合器的变电站断路器

当在辐射型馈线的中部安装重合器时，则约有一半的用户会经受停电。和断路器一样，重合器也可以分断故障电流。因为重合器能够更加精确地监测线路末端的故障电流，因此保护的区域扩大了。如果故障发生在重合器的负荷侧，则重合器在变电站断路器动作前动作，从变电站断路器到重合器段的用户将不会停电。这个策略的优点在于通过馈线分成两段后，减少了故障的停电范围。但是上游用户仍然会经受由于重合造成的电压暂降（指标为用户平均年有效值变化频次指标，即 SARFI）。对于永久性故障，SAIDI 可以提高 50% 。

3.5.3.4.1.3 带有自动分段器的变电站断路器

自动分段器可以检测流过的故障电流并计数，可以实现多个自动分段器之间及与重合器的配合。因为只有少量的重合器可以进行配合，因此自动分段器一般是安装在馈线上。当馈线末端发生故障时，大部分用户都可以避免永久性停电。这种实现方式

的优点在于可以获得更好的分片结果，并减少停电范围。但缺点在于在故障检测的过程中，整个馈线都要经受短时停电。

3.5.3.4.1.4　带重合器的环形接线故障检测（无通信）

环形接线可以通过联络开关自动恢复供电。最初的分段是通过过电流保护装置响应实现的。利用计数器和开关实现网络重构，从而实现非故障部分的恢复供电，则可以不依赖于通信。而恢复正常运行模式需要通过手动打开联络开关，闭合线路开关。图 3.119 和图 3.120 给出了 3 个开门和 5 个开门构成的环形网络。网络有一个环网节点（Tie）作为环网联络开关。在假设条件一致的情况下，3 个开关环网比 2 条辐射型馈线的 SAIFI 和 SAIDI 均减少 50%。采用 5 个开关的方式，其可靠性可以进一步提高。

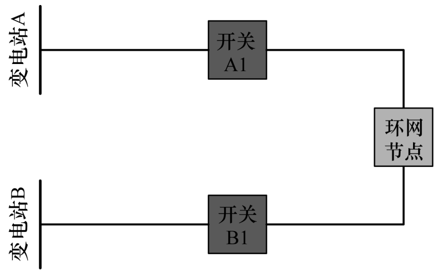


图 3.119　三开关环网

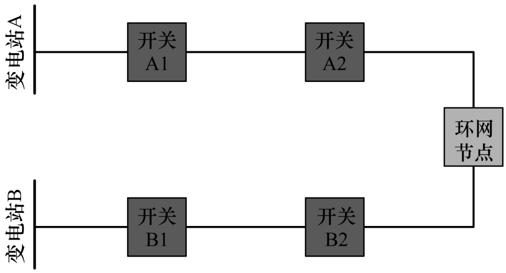


图 3.120　五开关环网

传统的环网方式利用失压计数器来设定开关动作时序。闭合开关是检测故障是否存在的唯一办法。故障发生后第一步重构，是通过断路器或中段重合器隔离故障，而联络开关则通过两侧不同失压计数进行闭合。在三开关环网中，故障发生在相邻段时，环网开关两侧失压计数值分别为 0 和 1。当联络开关闭合后，故障电流会流过非故障线路，则重合器闭锁。对于五开关环网，故障部分可以通过联络开关的闭合，而线路上重合器闭锁以隔离。环网策略通常仅限于两个独立的电源，而每个电源必须具备能够为两个馈线供电的能力。

3.5.3.4.1.5　带脉冲重合器的环网实现

在联络开关处使用脉冲重合器，在联络开关闭合前，通过脉冲重合器检测故障，而其他重合器策略与上述方式一样，可以避免给非故障馈线引入故障电流。脉冲重合的好处在于利用脉冲重合方式检测故障进行配合，而不需要利用 TCC 曲线进行配合。对于自动无通信恢复的环形电路来说，可以扩展多个脉冲重合装置，以实现不同分段的需要，从而提高供电可靠性，并为关键用户或为问题区域提供供电保障。而且，整个恢复供电过程都不会为其他馈线引入故障。

3.5.3.4.1.6　点对点通信的分散系统实现

最优的自愈系统可以利用分散快速的就地响应与全局的集中控制相结合的方式实现。就地自动单元的功能与控制中心的相对独立，可以就地隔离故障区域，并使受影响的用户最小化。馈线需要几小时才能够重构，需要运行人员定位故障和隔离故障。因此运行人员需要重新分配负荷，投切电容器组或者改变电压调节器的设定，以优化

系统效率。点对点系统可以用于类似的分散恢复系统。

分散控制还能够同时处理多个事件，为停电用户寻找最近的可替代电源。在台风袭击造成多重故障的情况下，这种策略尤其有用。配电网的重构可以在多个地点同时实现。通过实时监测负荷，可以确保线路不会因为重构而过载。对于分散系统，其最大的好处在于可以自动获得最优的恢复策略，能最快、最有效地恢复供电，并给调度上报最后的重构效果。通过动态监视负荷的变化及从现有的电源中获得供电，智能的恢复供电系统还可以最小化所需负荷的容量。

图 3. 121 给出了 4 个电源、12 个开关的配电网系统的示例，所有开关与相应的线路分成一组。开关节点可以是负荷开关、重合器、脉冲重合器或断路器。每个开关控制节点和组内其他控制节点通过通信直接相连，因此称为点对点通信。每一个组可以与其他组共享信息，执行更大范围的分散逻辑控制，如保护和故障恢复。通过其他开关组的加入，应用可呈现规模化。

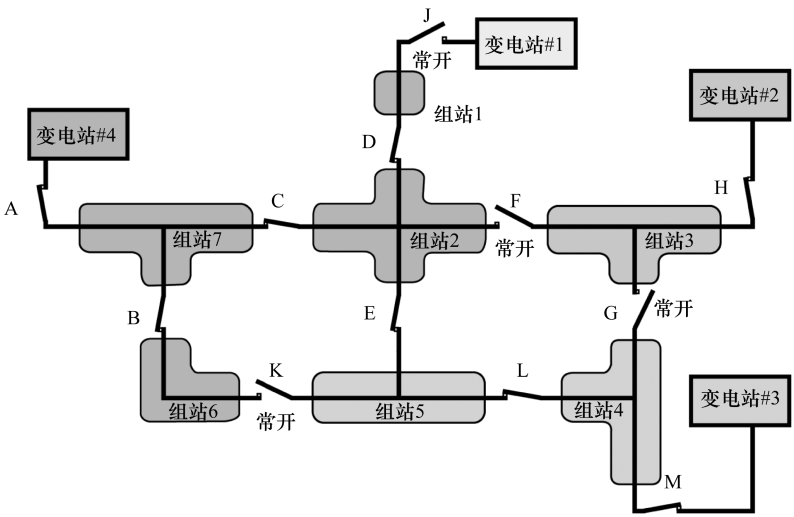


图 3. 121　开关组分布式逻辑示例（© Copyright 2012 S&C Electric Company, Chicago, IL. All rights reserved）

3. 5. 3. 4. 1. 7　计算机控制实现

一些电网公司更喜欢应用变电站内的计算机实现 FDIR 策略。当馈线上有多种新型的 IED 时，增加新装置与旧装置之间的通信不如直接增加新装置与变电站计算机的通信方便。变电站内的计算机往往具有更加简单的连接模型，可连接不同的 IED 设备。通过馈线上自动开关设备和 IED 上传的数据，变电站的计算机可以从更高的层面获得故障后的开关动作策略。在变电站内的重合器或断路器动作后，故障即实现隔离。通过采集不同 IED 的数据，确定故障隔离开关设备打开，而恢复供电的开关闭合，从而减少故障对用户的影响。

故障恢复策略千差万别，通常需要进行容量验证，以确保替代的馈线不会过载。一些控制主站还可以支持超过两个不同电源、不同备用馈线的恢复供电策略。图 3. 122 给出

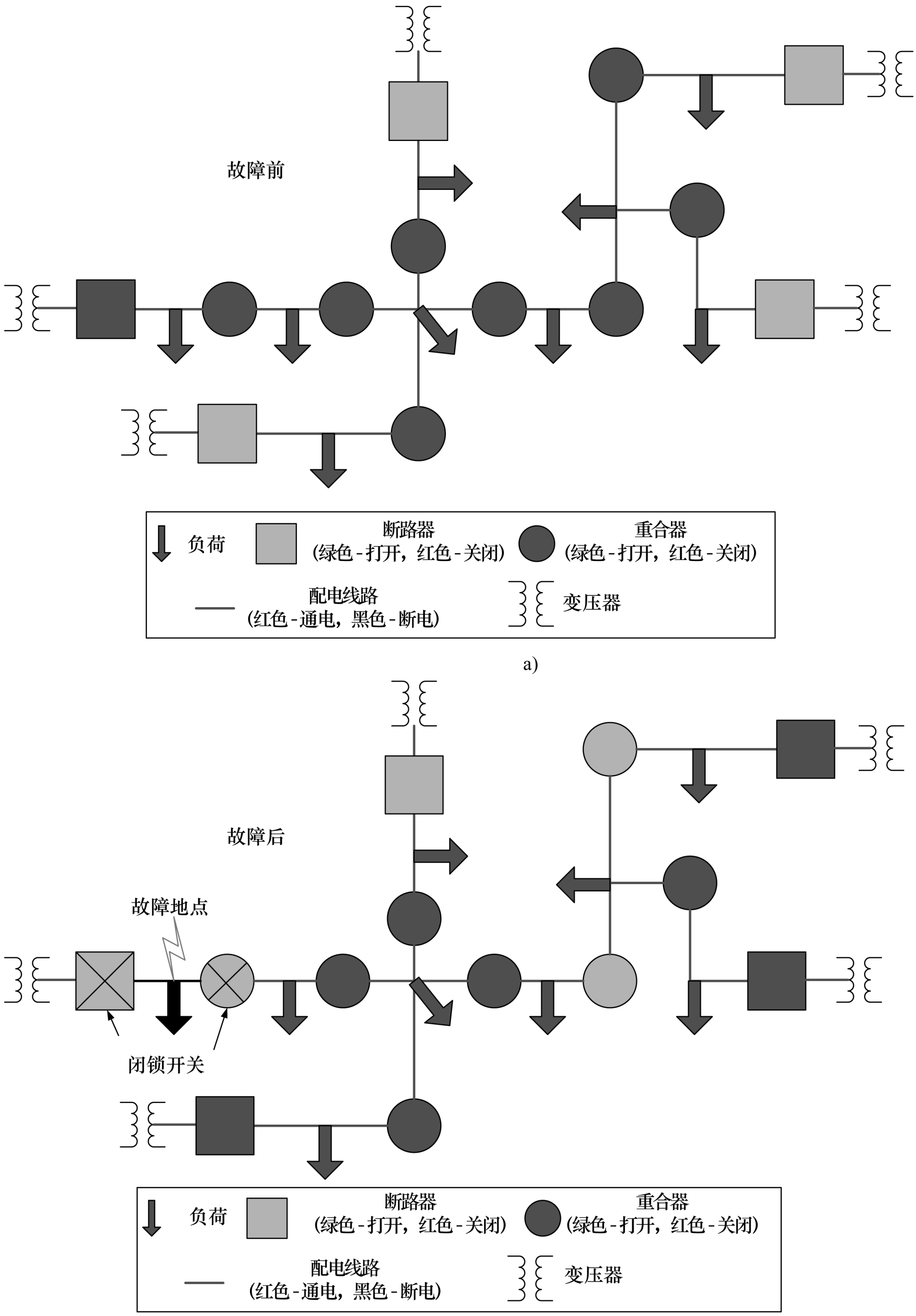


图 3.122　多重备用馈线恢复供电（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

a）故障前　b）故障后

了这种系统的示例。所有的设备都可以支持多重故障下的供电恢复，并在故障消失后恢复正常运行方式。系统还可以通过用户运行界面中的虚拟按钮进行操作。

3.5.3.4.1.8 电源切换

电源切换可为重要用户提供两个不同的电源供电。一旦一个电源丢失，则可以切换到备用电源中。若系统恢复，则又恢复到主电源供电。通过监视电源的电能质量和可获得性，可自动选择最好的电源。

3.5.3.4.1.9 大规模储能新技术

大容量电池组、高效逆变器和复杂的切换策略可以使储能装置也成为系统中的电源。电网中目前已经开始安装 1～4MW 的储能系统，一般采用钠硫电池或其他电池，且其安装数量在不断增长。控制储能系统在负荷低谷期充电，在负荷高峰期放电，为储能系统在经济上提供了驱动力。除此之外，储能可为间歇式新能源发电提供备用，提高系能源的利用率、平抑高峰负荷、减少变电站升级容量等，这些应用都具有经济性。与此同时，储能系统还可以在馈线停电后为用户提供几小时的供电，从而大大提高供电系统的可靠性。

3.5.3.4.1.10 闭环故障清除系统

利用两个并行的冗余电路保护重要用户及区域的供电，可以构建快速故障清除系统。用户利用其中一个电路供电，并增加光纤通信方向过电流保护。故障可以在 3～6 个周波后清除，而用户则迅速切换到备用电源供电。因此，只有故障部分供电中断，而用户不受影响。在这种方式下，负荷的供电可以得到保证，并只在故障时经受短暂的电压暂降。

3.5.3.4.1.11 实施注意事项

由于不同的就地 FDIR 策略实现方式非常不同，因此在应用上必须非常注意，如通信的使用、故障指示器的使用、自动重合和分段器的使用等都有其特殊性。这些设备可以快速确定故障的位置，从而提高供电可靠性。通过通信和控制实现就地开关的智能化，与非智能化开关相比，可靠性又能获得更进一步的提升，但其成本也不容忽视。每个电网中用户停电造成的损失不同，因此成本是需要考虑的重要因素。电网也可以通过提高供电可靠性获得收益来抵消投资。因此，电网必须仔细分析智能化设备的使用数量，并要确保这些装置的使用能有效达到提高供电可靠性和节约成本的目的。

在美国的许多州，公共事业部门鼓励电网提交改善最薄弱馈线的改进措施方案，并会为供电可靠性的提高给予一定的经济补贴。

其他一些国家（尤其在欧洲）有大量的经济补贴以促进电网提高供电可靠性。这些补贴的发放形式包括低可靠性罚款和高可靠性奖励的方式。这些外部的经济因素在进行技术经济分析时必须加以考虑。

当确定采用某种就地 FDIR 策略时，就必须考虑系统的拓扑结构。对于基本的辐射型系统，可以应用简单的策略，如中间重合器。对于复杂的多电源备用（环形网络），则需要更多的自动装置，从而造成系统成本增加，当然同时也对供电可靠性有重要提升。对于这些系统，就需要应用更加先进的点对点通信的分散控制逻辑实现，或变电

站计算机控制实现。

3.5.3.4.2　控制中心 FDIR 策略

3.5.3.4.2.1　基于 SCADA/DMS 和远程控制的手动开关方式

之前，用户停电后，一般是呼叫电网的自动应答系统，停电数据导入 DMS 中的 OMS 停电数据会在用户界面上显示（见图 3.123）。当越来越多的电话打来，OMS 将试图确定停电的原因，如变压器等设备故障后开关设备动作或熔丝熔断等。控制中心派遣维护人员到现场进行操作，以隔离故障并恢复供电。

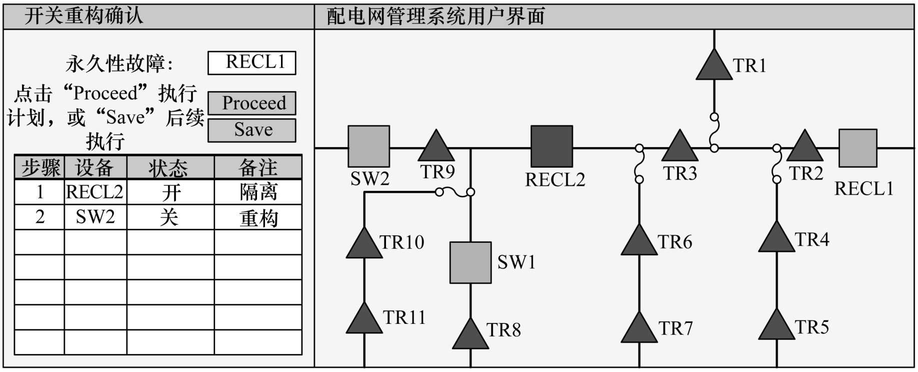


图 3.123　基于 DMS 的故障恢复（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

如果电网具有自动开关设备，则可以通过远程控制实现，减少故障隔离和恢复供电时间。

3.5.3.4.2.2　基于 SCADA/DMS 和远程控制的自动开关方式

具有集成和自动控制功能的控制中心可以制定恢复策略。故障发生后，通过 IED 可以检测出故障发生的位置，并利用 SCADA 系统自动发送数据到 DMS。DMS 收到信息后，运行复电开关分析（Restoration Switching Analysis，RSA）程序，考虑停电范围，获得恢复供电策略和开关动作方案。

RSA 基于详细的网络模型及其潮流计算，以保证恢复策略能够满足电流电压约束。在北美，RSA 需要能够支持不对称计算分析功能，在欧洲只需要提供对称分析功能。RSA 应用网络拓扑分析技术，可以适用于重载及轻载情况。轻载时，一般单路径恢复就足够了。而重载时，则可能需要多路径恢复和多层馈线恢复。图 3.123给出了控制界面中开关动作策略。

开关动作策略是否马上下发并执行，与运行人员的偏好有关。一般有三种类型：①全自动，运行人员无须介入；②半自动，最优的开关策略自动选定，运行人员则在执行前进行再次确认；③半自动监管模式，运行人员在 RSA 计算结果及相关信息中选定最优的开关策略。

3.5.3.4.2.3　新技术

AMI 和传感计算的发展对于基于控制中心的 FDIR 实现具有重要影响。这些技术可

以帮助提高 DMS 的停电分析功能，包括停电确认、故障线路位置和恢复确认等。AMI 数据一般是通过 MDMS 发送到 DMS，数据会进行存储。通过具有通信功能的表计和传感器，电网运行人员可以在 DMS 的图形界面中指出故障线路段。这些实时数据使电网可以在用户呼叫还没有到来之前，就也已派出维护人员进行修复。一旦修复工作完成，恢复了用户的供电，则这些表计和数据又可以用来验证用电恢复情况。

因为基于控制中心的 FDIR 策略所需数据需要就地装置监测，因此就需要直接或间接通信以获取。其他的就地数据可以利用停电/故障管理及其他日常过程获得，例如从变电站断路器的 IED 获得故障电流幅值，则 DMS 可以运行算法以估计故障的位置。将这些数据与 AMI 提供的数据相结合，就可以提供一个非常有效的新方法以提高供电可靠性，减少用户停电时间。将来，电网公司还可以在故障发生后马上致电受影响用户，并告知用户恢复供电的估计时间。另一个例子就是控制中心获得表计测量的电能质量数据，可以分析其对用户和系统的影响。关键点在于控制中心拥有越来越多的数据之后，需要提高运行的效率，变被动为主动。

3.5.3.4.2.4 实施注意事项

当采用基于控制中心的 FDIR 策略时，主要需要考虑的是其通信系统、监管模式和与 AMI 及传感器数据的集成。对于通信系统，电网偏向于采用设备到控制中心 SCADA 的直接通信方式。这样做的缺点在于要考虑不同数据通信的优先级。在有些情况下，也可以绕过 SCADA 直接发送数据到 DMS，可以避免 SCADA 系统的数据瓶颈，并可以获得一些 SCADA 不采集的非运行数据。

另一个需要考虑的是确定运行模型。大部分电网都为 FDIR 采用监管模式，运行人员在一定权限下，控制就地开关。然而也有一些电网会采用自动模式，以加快故障的处理速度，减少故障恢复的时间。

在与 AMI 和传感器的数据及集成方面，可以为 FDIR 带来很多好处，提高停电/故障管理水平。然而这也需要耗费大量的资源以完成这一集成。比较理智的做法是在一些非常可靠的区域试点开展这一集成工作。

3.5.3.5 智能电网的可靠性要求

在将来的智能电网中面临许多提高运行效率的挑战，实施 FDIR 策略不一定能够保证供电可靠性是最优的。协调 FDIR 与其他控制，如 VVC、需求响应、分布式能源调度和负荷平衡等，能获得更高效的配电网管理。与 VVC 协调，可以提高故障发生后的运行效率，减少系统损耗。与负荷平衡协调可以通过动态分配负荷到相邻馈线上，从而提高过载情况下的供电可靠性。

分布式能源和需求响应能够给系统运行及设备带来巨大影响，同时也会对用户的用电行为造成影响。由于可以获得替代电源，分布式能源设备将有利于提高供电可靠性。尤其是在实施简单的 FDIR 策略时，分布式能源能够为受影响的用户提供连续的供电。电网中的分布式能源设备也需要更有效的保护控制策略，因为在双向潮流中，分布式能源也会产生故障电流。需求响应可以被视作电网管理中的一种电源，负荷可以在高峰时段削减，从而可以减少整个系统负荷需求。通过与需求响应的协调，FDIR 可

以在更大范围内恢复供电，从而提高供电可靠性。

供电可靠性在智能电网中将越来越受到关注，而智能电网技术（如 FDIR 和负荷平衡技术等）有利于供电可靠性的进一步提升。许多公共事业机构将要求电网提高供电可靠性。其他行业，尤其是工业的可靠性提升，将对电网的供电可靠性提出更高的要求。这些将使配电网管理中的供电可靠性优化提升工作成为强制性的工作。

3.5.4　停电管理（OMS）

Stuart Borlase，Steven Radice，Tim Taylor

基于电网连接关系模型和图形化界面的现代 OMS 已经应用了一段时间，其所具有的功能包括故障投诉处理、停电分析预测、人员管理和可靠性统计等。

配电网的连接关系图有利于帮助运行人员进行停电管理，包括部分供电恢复和停电检测。停电管理最初是基于从用户处获得停电投诉，而不包含系统的连接关系模型。一般用手动数据记录和纸质地图来进行停电位置的估计。

在现代 OMS 中，电网的连接信息存在 GIS 中，GIS 提供的网络数据可以导入到 OMS 数据库中，GIS 的数据接口利用符合商业规则和数据模型映射的数据模型转换方式。数据接口方式在网络数据库中非常通用，包括配电网连接信息、保护、开关类型位置和配电变压器的系统部件数据等。数据接口还能进行周期性更新维护，这个过程为“网络增量数据更新”或简单的增量式更新。图 3.124 给出了大型地铁区域 OMS 连接模型。

从 GIS 中提取的网络数据可以支撑 OMS 和 DMS 运行的需要，其他所需的数据可以由其他来源获取或者手动输入。下列任务通常由数据接口界定：①检查并确定数据的输入、输出和数据流，辨识数据应用模块，辨识 OMS 和 DMS 应用所需维护的所有数据关键特性；②检查源数据模型以辨识数据的可信度；③确定源数据目标与 OMS/DMS 数据目标的映射关系；④确定源数据特性与 OMS/DMS 数据特性的映射关系；⑤开发含有数据转换规则的数据映射表。



图 3.124　大型地铁区域的 OMS 连接模型
（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

使停电管理有效的另一关键因素是精确的用户连接关系。当用户投诉停电或 AMI 表发出停电信息或恢复信息时，系统有足够的信息能够知道用户在何处与系统相连。用户的连接关系一般也是在 GIS 或用户信息系统中维护。通过估计停电位置和网络的准实时模型，OMS 可以辨别出是单个用户停电、变压器台区停电、保护装置动作还是系统失压。

停电管理算法利用网络连接模型、用户投诉位置和统计参数，如受影响用户率、受影响配变数、保护动作数和可能停电位置等。这些参数可以相互结合以达到最优预

测效果。系统运行人员可以利用地理图中的动态符号进行管理，如图 3. 125 所示。

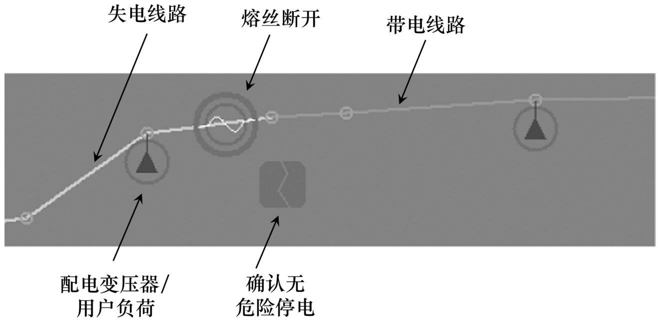


图 3. 125　OMS 动态停电标识示例

近年来，OMS 变得更加自动。停电预测可以根据用户投诉电话、AMI 停电上报数据、SCADA 状态变化数据对停电事件进行分析。主动语音响应系统（IVR）允许停电投诉电话数据直接输入 OMS，而无须人工接听。同时还允许 OMS 为用户提供停电状态信息及供电恢复确认功能。

OMS 也可以与其他系统［如 GIS、CIS、移动人力管理（MWFM）系统/现场人员自动调配（FFA）系统、SCADA 以及 AMI］进行集成。OMS 与这些系统的集成能够提高工作效率和用户服务水平。

当今的 OMS 是一个关键任务系统。在许多电网中，OMS 可以同时用于上百个用户，并集成所有用户信息、系统状态信息、人员信息，为运行决策支撑提供了一个平台。

在智能电网中，停电管理有三个发展方向：①集成 AMI 数据；②先进的 DMS 应用；③DMS、OMS 与 SCADA 的集成。

因为分散性架构对于增长的资产管理和降低运行费用的作用越来越明显，因此先进的 DMS 一般都是基于分散性架构开发的，包括负荷分配、不平衡负荷潮流分析、开关时序、仿真、验证与执行、过载分闸控制及电容器与电压调节器控制等。其中针对减少用户停电时间的两个典型应用示例为故障定位和 RSA。

故障定位可以估计系统中电气故障的位置，这与利用用户投诉及 SCADA 节点状态变化估计保护装置正确动作的功能不同。故障的位置具体指的是短路故障发生的地点。查找故障位置对现场人员而言是非常困难的，尤其是针对没有保护或分段的长线路而言更是如此。故障定位工作会由于地形、暴雨、暴雪或黑夜等原因变得更加困难。查找故障所需的时间越长，则用户的停电时间就会越长。

DMS 的故障定位算法采用网络的准实时模型进行故障定位估计，包括电网的连接关系、开关分断的位置和导线的阻抗。故障电流信息，如幅值、故障类型估计和故障相可通过 DMS 中的各种 IED 获得，如继电保护、重合器控制或 RTU。

在故障定位估计后，可以在用户界面中用图形化的形式展现。如果是基于 GIS，运行人员就可以联系就近的维护人员进行处理。这些信息能够帮助维护人员快速找到故

障。由于商业上允许，上游的隔离开关可以重新闭合以快速恢复其他用户的用电，从而减小用户停电时间。

提高供电可靠性的第二个应用是 RSA。RSA 可以针对永久性故障对所有可能的开关方案进行评估，以获得最优的开关动作方案，从而快速恢复用户用电。

基于永久性故障的过电流情况，RSA 列出所有的开关动作方案，并执行不平衡潮流计算，以判断开关动作后是否有线路过载或电压越限。运行人员根据所有分析的总结，在待选的开关动作方案中进行选取。与故障定位应用相同，这个功能可以利用 DMS 中的系统模型，以提高停电管理水平，减少 CAIDI 和 SAIDI 等可靠性指标。

在重载和开关动作方案众多时，RSA 显得更具价值。根据待选方案，RSA 还可以通过运行人员进行闭环计算或直接实现自动的闭环计算，而不需要运行人员的干预。

在闭环计算中，RSA 通过通信网络给配电网设备发出控制指令，其通信可利用 SCADA 的通信系统或 AMI 的通信网络。自动隔离故障和恢复供电的过程可以称为智能电网中的“自愈”特性。

3.5.5　高效配电变压器

V. R. Ramanan

随着全球污染情况恶化和能量消耗增加，电力工业的可持续发展必须考虑能源的利用效率和电网的可靠性。将来的智能电网不仅仅要智能化，还需要实现高效和可持续发展。

配电变压器是配电网中的重要器件，对电网的运行效率起着关键作用。尽管目前变压器的效率较高，但是大量的配电变压器还是给电网造成巨大的损耗。在美国，变压器的损耗约占整个电能消耗的 2% ~3%，即每年约消耗 250 亿美元。

节能降耗、高效运行对于全球而言都是非常重要的，因此人们对配电变压器效率做出了若干规定，如美国能源部制定了国家效率标准，澳大利亚的高效 2010，印度的 4、5 星项目，中国的 SH15 标准和欧洲的 A_kA_0标准等。

变压器损耗包括空载损耗 P_0和负载损耗 P_k。大部分变压器在一天当中只有部分时间是传输最高负荷的，在其他时刻可能会处于轻载状态。由此可见，尽可能降低变压器的空载损耗对于提高电网效率而言是非常重要的。

越来越多的用户现在会根据标准选择低损耗变压器，而不是仅顾及眼前利益。现行的总拥有成本（TOC）标准中，将考虑设备全寿命周期的运行费用、折旧和购买价格。在计算 TOC 过程中，变压器损耗需要在整个回收期内计及，其计算公式为

$$\mathrm{TOC} = C_t + (AP_0) + (BP_k)$$

式中，C_t是变压器购买价格；A 是空载损耗系数；B 是负载损耗系数。A 和 B 都是估计值，单位可以是美元/W。

选择最小的 TOC 是选择变压器的最佳方式，这样用户就可以在投资和收益中获得最佳的平衡，反映设备全生命周期的变化。TOC 为变压器采购的经济评价提供了一个有效的工具。

在低损耗的高效变压器中，需要更高的制造成本，因此导致价格偏高。但是这可

以通过减少运行成本加以补偿。在某一个时间段内，低损耗节省的能量可表现为一个净收入。如果使用低耗变压器替代高损耗变压器，则节约效果更为明显，而且低损耗的收益还可以体现为减少或延迟发电及输电设备的建设。

非晶合金铁心材料配电变压器（AMDT）是低损耗发展的一个重要方向。与传统硅钢（RGO）材料相比，非晶合金（AM）材料可以减小约70%的空载损耗，因此非晶合金铁心材料具有很大的节能空间。假定美国发电容量（1.4TW）中的1%为配电变压器空载损耗，则非晶合金材料带来70%的空载损耗削减，其数值约为850亿kWh。

图3.126比较了不同容量下油浸式和干式AMDT的效率与美国DOE给出的最小效率标准，由此可知，AMDT节能效果非常明显。

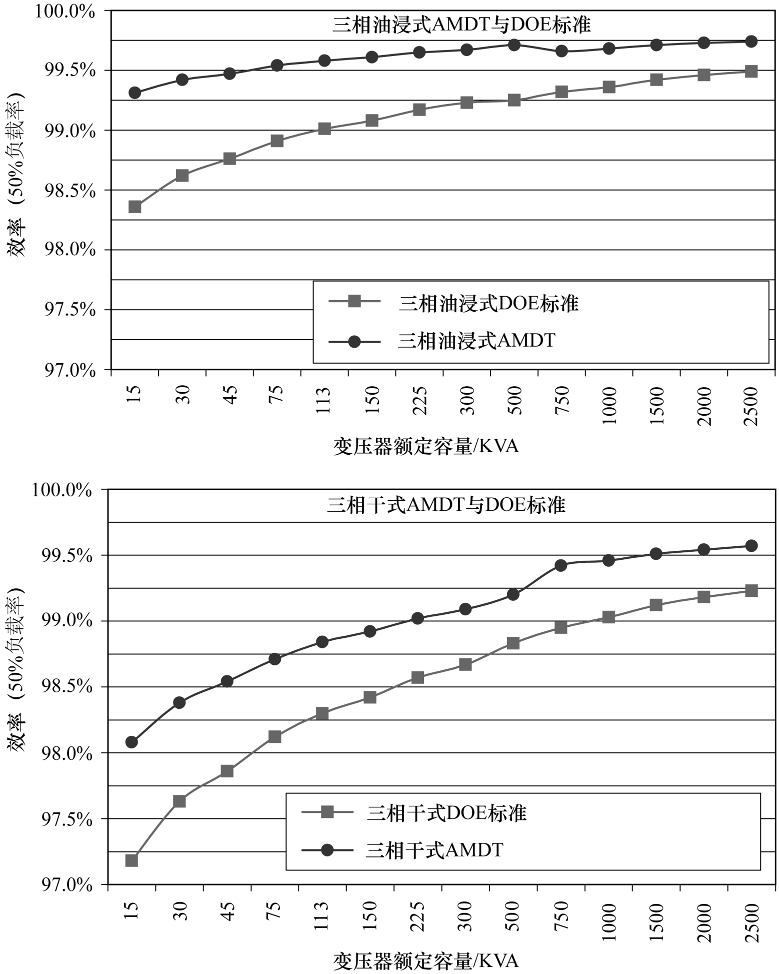


图3.126　油浸式和干式AMDT效率与DOE国家效率标准的对比

（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

图 3.127 比较了 RGO 材料与 AM 材料的 1000kVA 油浸式变压器的 TOC 值，损耗系数为 $A=10$ 美元/W，$B=2$ 美元/W，并给出了其不同组成部分的比较。

总之，未来配电系统将会越来越关注其运行效率，减少变压器损耗是重要的第一步。通过不同途径，进一步设计更低损耗、更加高效的变压器是未来发展的重要方向，AMDT 是其中一个重要的解决方式。

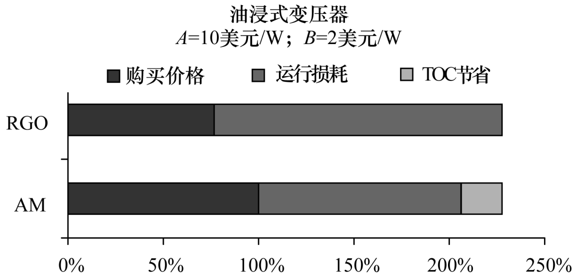


图 3.127　采用 RGO 材料和 AM 材料的变压器的 TOC 对比（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

3.6　通信系统

Harry Forbes，James P. Hanley，Regis Hourdouillie，Marco C. Janssen，Henry Jones，Art Maria，Mehrdad Mesbah，Rita Mix，Jean-Charles Tournier，Eric Woychik，Alex Zheng

3.6.1　通信：智能电网的关键条件

电力工业之前从未经历智能电网这样翻天覆地的变革。这种变革的一项重要内容是出现了一个无处不在的统一通信网络，使得发电、输电、配电、用电各个环节都能触手可及，同时有力地支持了自动化智能交易，从而使电网呈现出“智能化”的特点。电网企业也将建立起规模堪比电信公司的通信网络。

在传统电力行业的一些变化下已推动了无线技术方案的发展。在过去的 100 年间，电力行业几乎都只在发电、输电、配电这三个相互独立的领域中发展。在 20 世纪及以前，这三个领域的划分和发展促进电能的生产、输送，并将电能分配至千家万户和各行各业中。到了 20 世纪末，技术和社会的双重动力促使这些领域自身以及相互间的影响发生了改变。现在还有两个新领域崭露头角，在提供服务的同时，也使得用户与供电企业互动起来，既参与发电又融入需求市场当中。

在美国过去的十年里，无论是监管方还是用户方都在不断关注用于电能分配和自动电表架构的无线技术方案的发展。尤其是在 2003 年北美东北部（美加）大停电和 2000 年加州轮流停电的影响下，各种无线技术方案受关注程度大为提高。这些事件暴露了电网可靠性的薄弱环节，从监管方的角度催生出 2005 年的能源政策法案，明确要求各州研究智能电表方案。到了 2006 年，北美电力可靠性委员会制定了保护大电网的新规程，包括从电子安全的角度来保护国家电网的重要设施。

从 2006 年起，开始有定义无线通信体系架构及制定其相关保护措施的研究动向。其中就包括了《美国复苏与再投资法案》对先进计量体系安全计划的资助，即从 450 亿美元资金中抽取部分用于能源效率和可靠性计划的资助。

在智能电网计划中高级电表结构的发展成为推动电力企业发展通信网络的主要因素的同时，由于智能电网技术和通信技术的出现，也让电力企业看到了在智能电网体系下构建技术与通信互为一体系统的可行性。

3.6.2 智能电网通信需求

3.6.2.1 高级计量体系中的通信技术

电信网络覆盖的技术优势、生产效能、隐私与安全的因素使得更具兼容性和更高效的高级计量体系应运而生。高级计量体系所用通信网络可以让电力企业完成电表数据采集，实现用户对需求响应的参与，提升能源利用效率，并能兼容像电动汽车和分布式发电这些主导智能电网未来的新工具和新技术的发展⊖。如果没有对高级计量体系（间歇性的）电表数据进行收集，将很难及时了解用户用电需求、用户对电网管理需求作何响应以及对用户的响应程度。高级计量体系终端的智能电表及相关的辅助表计扮演了两项关键角色。其一，可以获得更短时间间隔的用电数据（例如，间隔时间从30天缩短至15分钟）。其二，通过可靠的双向通信链路将消息或指令传递给每个电表。智能电表同时为电力企业和用户提供诸多便利，但配电公司在通信网络布局方面也面临一系列难题。首先要建立并管理好通信网络，使其能足够高效灵活地将供电范围内所有电表都纳入其中，并且能适应用户和企业的需求变化。其次，通信网络布局的成本要合理并能创收，以满足监管和企业管理的需求。再者，应该在用户中宣传高级计量体系中采用的智能电表和提供的相关服务所带来的好处。最后，高级计量体系必须配备有可彻底解决网络安全和隐私问题的应用系统和软件。

智能电网中高级电表架构的通信技术及需求管理配置应该包含以下方面：

1）建立一个开放式标准体系，可确保系统间互操作性、通信技术选择的灵活性以及对第三方的兼容性；

2）提供对每个电表既能进行高级控制，又能对远端设备实现配置和固件更新的双向通信技术；

3）建立家用网络以满足负荷控制设备的响应需求，如智能恒温调节器、智能家电、家用显示面板与负荷控制器；

4）配备高级供电开关，以远程方式实现连接、切断以及限制功能；

5）主动提供停电通知和复电确认；

6）数据管理独立于网络管理应用之外，并可使用户及时从更为精确的用电数据中获益。

建立用于高级计量体系的通信系统的目的是为了向电力企业提供电网设备（如电表）与前端系统间的通信网络。构建高级电表架构通信网络的方案有多种，如电力线载波通信（Power Line Carrier，PLC）技术、卫星通信技术、蜂窝通信技术（2G、3G和4G）、全球微波互联接入技术（WiMAX）、无线电射频网技术（RF Mesh）等。欧洲通常采用电力

⊖ 例如可见埃创国际发表的《Open way：smart metering for the smart grid，2011》，https：//www.itron/PublishedContent/OpenWay%20Overview.pdf。

线载波通信技术和蜂窝通信技术［通用分组无线业务（GPRS）］，而美国则一般倾向于无线技术（蜂窝通信技术和无线电射频网技术）。

在欧洲，一些基于正交频分多路复用（Orthogonal Frequency-Division Multiplexing，OFDM）㊀的电力线载波通信技术标准已制定（如 PLC-G3、Prime 等）。全球更加青睐无线技术方案。新的技术标准也相继出现，例如 802.15.4［为智能电网制定 ISM（工业、科研、医学）无线频段的物理层规范］、802.15.4—2006、跳频展频技术。此外，高级计量体系通信系统需要有接入点、远端设备以及可回送的无线电装置。高级计量体系的通信系统利用早期技术为高级电表架构应用提供了一个符合工业规范、可靠、可扩展且安全的系统。

需要根据终端设备的分布密度、网络的性能以及高级计量体系的具体应用需求来做出选择。智能电网通信必须能够支持多种传输技术无缝融合使用，满足经济运行、高可靠性和高安全性的多目标要求。

除了当前电网的接口与控制，通信技术的范畴都会随着智能电网发展而急剧扩大。电网的智能程度与电网部件、用户设备与响应充分融合的程度密切相关。通信技术和电网功能互为一体后，就可以对电能从发电到用户的传输过程中进行运行监控。只有配备可以在电力系统接口间进行数据交换的平台后才能实现这种监控，而这要求需要具有在短时间内可靠地交换大量数据的能力。可靠、快速、安全的通信是所有现代电力系统和智能电网的基石。

为力求让电能可以安全、可靠、经济地从发电厂输送到用户中，同时对环境造成最小影响，智能电网应从以下方面着手：①协调好电能在生产、输送和分配过程中的供需关系，从而将系统损耗降至最小；②增加分散式可再生能源并网；③增强电能传输的安全性，优化总体电网设备的利用率，降低对环境的影响。

3.6.2.2　智能电网运行的通信技术

表 3.10 汇总了智能电网网络属性，以及为有效完成智能电网高级运行所需的相关通信技术要求，构建一个增强的信息与通信技术应用平台最为关键。电力系统的某些环节（如输电环节）已经广泛采用了通信技术，但相比其他环节（如配电环节和用户接口）还不够成熟。图 3.128 显示电力生产和传输环节中可进一步整合的通信领域。

表 3.10　支持智能电网运行的通信技术需求（来源：Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

供电属性	运行需求	智能化应用	通信服务
自愈	基于多种相互协调的自动化系统及具备“网络感知”功能的保护方案，促使电网在发生故障时主动做出响应，以快速检测故障，并实现供电的快速恢复	继电保护，网络化的自动化系统，广域保护	低延迟、时间可预测的通信通道，时间可控的广域以太网

㊀ 一种在不同载波频率下对数字化数据进行编码的方法。目前 OFDM 已发展为一种用于数字宽带通信的流行技术，对有线和无线都适用，典型的应用包括数字电视、数字音频广播、DSL 宽带互联网接入、无线网及 4G 移动通信等。

（续）

供电属性	运行需求	智能化应用	通信服务
增强的可视化和电网控制	通过增强互联、多方参与的复杂电力市场在潮流和电网状态方面的可视化性能，使供电的安全性提高一个台阶	EMS/DMS/SCADA，广域监控系统	为SCADA和WAMS提供灵活的IP连接。为控制中心间提供安全的通信手段
增强的潮流控制	通过在电网中引入电力电子装置（如HVDC、FACTS等）来实现电网和潮流控制间的解耦	广域控制	在电厂之内时间可控的局域以太网
增强的电力用户	在设计和运行电网时考虑用户的设备及用电行为。通过与用电用户（及其用电设备）进行信息交互来实现需求响应和负荷的移峰填谷	智能计量和AMI	电力供应商与个体用户间的双向“实时”有线或无线通信
更强的应对物理及网络攻击的能力	消除覆盖控制中心、变电站及通信网络的输电信息系统中的网络安全问题。远程控制各种无人值守设备，确保电力企业关键设备的物理完整性	网络安全监控设施的集中配置。视频监控及访问控制	为安全防火墙及入侵检测系统提供安全冗余的通信通道，可以与视频及访问控制系统通信
在面对自然灾害时保持供电或从故障中恢复的能力	确保操作系统可以抵御自然灾害，并能在自然灾害已经发生时具备重建操作能力的功能	后备控制中心。可快速部署的移动化的控制平台	自动化的失效备援通信系统，可对全网范围内的设施、工作点及现场工作人员进行备份
适应清洁能源的接入	确保多种发电形式的安全接入，主要是大型风电场，也包括“用户自发电”（如用户安装的太阳能和风能）	发电机组的远程监控及远程接入/切除	与各种发电机组间的可靠双向通信，以实现机组切换、出力分配及储能的自动化
优化资产利用率，资产的全生命周期管理	通过对电气设备进行远程监控和即时校正（避免不必要的预防性设备更换）来实现电力系统资产的高效应用，直至其生命周期终点都不应出现由故障或环境危险造成的设备损坏	资产（断路器、变压器等）的状态监视	建立电力资产监测设备与相关应用系统间的安全IP通信

3.6.2.2.1 电力系统运行应用系统

为保护电力系统及其设备，变电站间电气测量量、信号、指令需要实时传输给继电保护装置。这是变电站中重要的运行通信要求，也是构成网络自愈能力的基本组成部分。为满足严格的数据传输时间的要求，需要采用电信级通信设备和通路。因此，电力企业需要增建专用的通信设施或者采用高级通信技术服务。为实现继电保护装置间的数据交换，变电站间通常采用专用的通信技术手段[⊖]。

⊖ 在多数情况下，可用的实现方式包括基于SONET/SDH（多路复用传输协议）的专用线路、专用光缆以及高压电力线通信技术。在配电网的电压等级下有时也可以采用以太网传输。

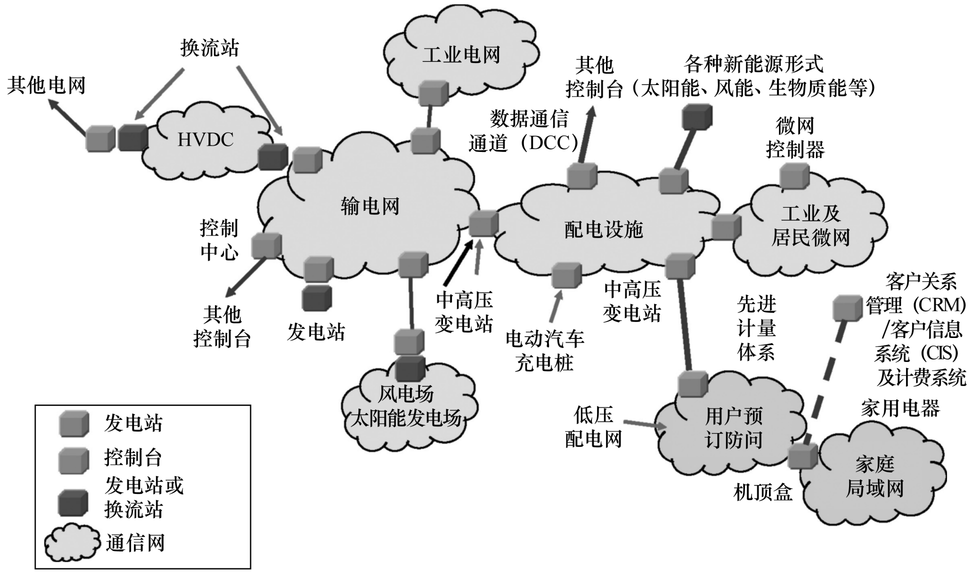


图 3.128 电力系统运行时的通信系统（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

在智能变电站中，馈线、母线以及变电站层面所实现的自动化都是通过不同层级的以太局域网交换信息的㊀。虽然这种自动化水平只局限于变电站的范围之内，但还是需要除继电保护装置以外的外部通信技术㊁。为实现馈线自动化系统和分布式发电的接入，还需在变电站以外进行数据的实时交换㊂。

能量管理和控制中心通信技术包括了许多可以增强智能电网监视和电网控制能力的各种应用：

1）SCADA 通信技术从 RS232 串口连接发展到了网络 IP 通信协议。譬如，IEC 60870-5-104 协议可以让远程终端设备以 10Mbit/s 或者 100Mbit/s 的速率直接与以太局域网相连，尽管每个远程终端设备的最高带宽通常是 10kbit/s 左右。这使得在很多的情况下可以通过 SONET/SDH（同步光纤网/同步数字体系）和千兆光纤以太网来承载 IP 流量。

2）网间控制（Inter-control）的中心通信技术可以在广域网中通过利用网间控制中心协议［ICCP 或者 IEC 60870-6/TASE-2（遥控应用服务部分）］的 IP 网络，实现电力企业控制中心、电力企业、联合电网、区域控制中心以及私人发电厂间数据的交换。所需的带宽从小于 2Mbit/s 到数十 Mbit/s 不等。网络安全通常都是实现这些互联的主要

㊀ 相关技术由 IEC 61850 定义。目前串行通信（RS232 及 RS485）技术仍广泛用于变电站中，可能作为智能变电站与传统通信技术的接口。

㊁ 这些主要涉及的是基于 TCP/IP 的非实时数据交换，例如设备检测、下载设备配置信息、参数整定及确认等。

㊂ 在这些情况下具有足够优先权限及充分的设备恢复机制的虚拟以太网即可满足要求。

考虑问题。

广域监控、保护和控制系统（WAMPAC）可以精准监视横跨在多个互连电力网间的传输系统的潮流。按照 IEEE C37.118 标准，WAMPAC 系统通过同步相量仪或者相量测量单元（Phasor Measurement Unit，PMU）每隔 5～20ms 采集测量，从而获取电力系统的母线电压、线路电流等与 GPS 同步的测量值。每个 PMU 装置需要的带宽为 10～100kbit/s，而对于相量数据采集器（Phasor Data Collector，PDC）通信技术则需要数百 kbit/s 的速率[⊖]。该通信技术要求的应用包括：

1）显示系统（电压、相角、功角曲线、线路载荷等）以及监控程序（频率和电压稳定、功率振荡、线路温度）可以容许有相对较大的时延（数十秒左右）；

2）电网稳定性分析相关的应用程序需要有与 SCADA 系统相当的时间限制（如几秒内）；

3）广域保护系统和紧急情况控制需要快速响应（10～100ms）。

对新建的管理相对松散的电力系统来说，在高压变电站送电侧设置的用于结算和对账的电能表是其重要的设备之一。这也意味着在高压变电站中可能出现另外一种基于 IP 的通信技术，其带宽由数据采集和传输的频率所决定。

变电站重要设备（如断路器、变压器等）的运行状态监控和设备管理可生成运行状态监控数据，用于日常维护、载荷与应力分析以及设备寿命的管理。变电站中所有智能电子设备及电信设备都需具备可远程管理的能力，通过基于站中或站外网络服务的通信体系来搭建设备监控网络。变电站的监控还应包括环境监控（如温度监控、火灾监测）来保护站内设备及其财产的安全。尽管这类数据并不像 SCADA 系统那样对时间有严格的要求，但是会从输配电网里的设备以及各种不同的通信网络中获取大量的数据。

国家有关部门重视安全、监控与保障通信技术的发展，力图降低重要基建设备的安全风险，其中就包括电力企业。有关部门制定了具体的安全标准，既要保障信息与通信的安全，又要保障电力设备的物理安全，同时又对电能输送系统的位置进行审查。由于要在多个分散的位置向集中的安全监控站传输大量的数据，因而这些应用程序的配置需要依靠宽带 IP 连接。

通过大量采用基于 IP 监视摄像头的智能视频监控、高级视频分析技术以及基于运动监测的自动警报触发技术，可以实现无人值守变电站的视频监控和夜间监视的功能。

变电站所采集的非运行数据包括时间记录器数据，以及持续捕捉并上传用于事后分析的模拟波形。由于其数据量和非实时的特性，通常这些数据都与 SCADA 系统分离开来。IEC 61850 标准已经涵盖了与这方面应用相关的通信要求，而且成为 TCP/IP 网络负载的一部分。

派遣作业人员的通信技术需要用新的现场工作方式（如使用基于多媒体的命令控制和调度通信方案）替代或改善传统的电话交换网络和（或）无线语音设备。单位内

⊖ 可以采用基于 SONET/SDH 的专用通信通路或具备时间控制的以太网。

部和承包商的维修人员需要能够远程获得在线维护指南、维护软件、变电站的接线图和规划图、精确的地图、照片、为完成工作内容所需的即时通信信息等。为了在处理相对较大数据量（包括文档传输、多媒体组通信、即时通信以及视频流等）时还能获得合理的业务时间，需要通过提供可靠无线接入的宽带 IP 进行连接。

3.6.2.2.2 运行通信的约束

为了向运行程序提供通信服务，无论是采用电信服务的方式还是通过配备专用网络设施的方式，都面临着一系列的问题。除了涵盖在整个运行区域的最基本要求以外，这些问题还提出了需具备可以预见、稳健、可错误监测、面向未来等要求。

许多重要的、与电能处理环节有关的应用程序都需要在相关的通信服务中具有可预知的行为特性。在这个层面上，可预知性可作以下定义：

1）固定的信息路径：也就是说，在正常情况下以及不正常情况或者发生故障的时候，可以准确确定通信的路径。固定的或者限定的路径可将网络运行的弹性机制锁定在已经对网络所采取的每一步进行事先分析的、预设的方案中。固定路径的设定并不是网络设计者的本意，原来是想试图让所有采取的技术都能充分展现各自的弹性能力，但这却成了故障容差设计和时间行为特性预测的基本内容之一。

2）可预测的行为特性：这是决定一个应用程序通信连接时延的决定因素，也是应用程序（如继电保护功能和 WAMPAC）的基本属性，而且需要以固定信息路径作为前提。

3）可预测的网络传输时间，需要专用的网络资源，包括回程网络和后端连接资源，以防止与其他网络流量的资源竞争。

4）可预知的时间行为特性还必须将网络不正常下恢复服务所需的时间纳入考虑范围。

5）假设可预知的时间行为特性利用测量工具对每个重要服务的时延进行监控。

6）故障容差是评判通信网络故障后还能继续提供服务的能力，这根据系统的可预知行为特性获得，如在不占用公共资源、设备、连接通路、电源、光缆等情况下的正常服务和备份服务。

鲁棒性是指系统运行在恶劣环境下的抵御能力。在运行通信服务方面，需要考虑以下三点：

1）可靠且稳定的硬件和软件：使用相同的关键模块和子系统，在某些情况下，相同的整套设备或者平台，都可以增加系统的有效性。有效性是一个统计参数，必须通过整个系统及系统中各个部分的统筹估算而得出。故障容差是一个确定性的概念，有效性是对其的扩展补充，但又无法取而代之。

2）电力自决权（电力自供）：运行通信的一个基本属性是在面对由于运行条件的限制持续数小时到数天不等的一段时间里断供交流电源时，运行通信设备是否还能维持的能力。使用公共通信设施的一个主要的劣势在于通常都缺乏足够的自决权（电能自供能力）。适当大小的直流电池和备用发电机可以使得设备电信设备保持运行状态，以坚持到电力系统恢复正常运行。

3）网络安全风险管控：通信服务的鲁棒性也取决于网络设施面对安全风险时，尤其是在基于 IP 的智能电网应用程序增多的趋势下，其抗毁能力的大小。对不同服务进行适当的隔离（通过 VLAN 或者 VPN 的方式），以及针对控制中心及融合了通信设施和网络接入监视功能的整个分布式智能系统所指定的安全策略，都是降低安全风险的重要内容。

3.6.2.3 家庭局域网

家庭局域网（Home Area Network，HAN）为电力企业提供了与个人用户用电设备（通常为居民用户）通信的途径，以满足需求侧管理应用程序的运行需要。HAN 是居民家中的本地通信网络，用于不同需求侧管理设备间的通信，如家用显示屏、家用能量管理装置、带通信功能的可编程温度调节器以及智能家电等，同时也是与电力企业的通信接口。电能表通常都被认为是与居民用户最直接的通信接口。此外，对于用户侧来说还有其他形式的通信手段，包括电视电缆、电话线、商用无线网络等。在用户侧，可以采取有线或者无线的方式来连接各需求侧管理设备。对于供电侧，可以采用电力线载波技术和无线技术方案，例如采用可以在家用电线端进行数据调制的 HomePlug GreenPhy 技术（有线的），或者另一种受限的网状网络技术 ZigBee（无线的）。HomePlug GreenPhy 技术的目的在于实现廉价的能量管理和住宅的自动化，并可以牺牲带宽为代价而采用便宜的调制器，不过仍能与具有较高速率的 HomePlug AV 技术相兼容。ZigBee 技术采用了 IEEE 802.15.4 技术标准，还包括了一个与 ZigBee 相关的网络、传输、应用层以及保护功能，称之为 SEP 1.x（智能能源方案 1.x）。

用户侧倾向于采用低功耗的 Wi-Fi 技术和 ZigBee 住宅自动化方案来实现住宅自动化，然而 ZigBee 住宅自动化方案不能与 SEP 1.x 技术兼容。尽管住宅自动化可以实现初步的能量管理功能，但是远不如 SEP 技术系列成熟。

家庭插电联盟及其他组织与 ZigBee 联盟一同研发了具有链路层诊断功能的 SEP 新版本（SEP v2.0），该版本与 SEP v1.x 系列相互独立开来，其中网络通信方面采用了 IPv6 和 TCP/UDP，保护方面则采用现成的证书技术，服务方面则采用 HTTP。采用 ZigBee 技术和合适的受限网络时，还需要 6LoWPAN 技术的支持以提供 IPv6 网络层与 UDP/TCP 传输层的报头压缩功能，还有受约束的应用协议（Constrained Application Protocol，CoAP）以提供 HTTP 服务器和用户的报头压缩。除了链路层诊断功能，采用基于因特网的网络层和现成的证书管理功能使得 SEP 2.0 的设备和住宅自动化的新一代规范都能同时在链路层和网络层上工作。

用户侧在 HAN 能量管理系统中采用到的技术还包括低功耗 Wi-Fi 技术和蓝牙技术，它们都能在彼此的链路层中工作。

构建需求侧管理系统时，电力企业需要将网络的灵活性和可扩展性纳入考虑范围。电力企业可充分利用多种网络协议、拓扑结构以及其他载体来实现需求侧响应系统。此外，电力企业还可以在那些网络覆盖薄弱的实际地点或者在需要构建和支撑需求侧管理系统时，搭建自己的专用网络。

但提高电能效率不仅在电力企业所管辖的设备中可以实现，家庭能量管理就是另

外一个值得关注的方面。通过家里安装具有监控大量设备电能消耗并能根据用户偏好和电能消耗的边际成本的分析进行能耗优化功能的应用程序，可能会 使“智能”家电的网络通信发生变化。这就需要具备获取供电方数据（如边际成本、当前能耗情况、切负荷信号）和交互，以及用户提醒的功能。用户为制定更为全面高效的消费决策时需要收集和存储信息，而这些信息本身存在着被盗用的风险。因而在这方面都要求电力企业、能量管理机构以及通信服务提供商采取必要措施，使数据隐私得到保护。

对于普通的纳税人和电力用户来说，都可使用第四代无线技术网络，通过移动平台、家庭、其他网络等诸多方式，在不降低服务质量和无须快速接入基于因特网和网络支持的服务，就可以访问到各个电力企业的智能电网网络应用程序。这也意味着智能电网应用程序将会扩展到移动设备上，让用户动动拇指就可以获得许多应用程序和实现各种控制，例如，无论在世界上的任何地方，都能控制家里电能的消耗、开关各种家用电器以及访问电力企业的后台程序（如结算系统）。

3.6.3 智能电网的无线网络解决方案

3.6.3.1 蜂窝通信

电力企业采用蜂窝无线网络作用通信手段已经有 20 余年的历史。随着蜂窝通信技术逐渐成熟，电力企业开始将某些应用程序与电信公司运营的无线网络相结合，但有时候这种融合的进程缓慢，原因在于电力企业的谨慎且规避风险的大环境下无法跟上移动无线通信行业的快速发展和不断革新。

世界上大多数人对蜂窝网络都非常熟悉，无处不在的个人移动电话和点缀风景的蜂窝通信塔已经让人们习以为常。然而，这些都是经过长年累月在发展和使用中不断改进的复杂系统。蜂窝网络是一种无线电网络，由小型低功耗无线收发器（也就是通常所说的“手机”、“无线电话”、“移动电话”），大功率、固定的分布式收发器的网络（也就是“基站”、“蜂窝基站”、“手机信号发射台”）以及将基站间和基站与公用电话网络连接在一起的设施所组成的。尽管对蜂窝技术的具体展开超出了本书的讨论范围，但还是有必要对其与智能电网发展密切相关的部分作详细介绍。图 3.129 所示是一个基本蜂窝通信网络的典型结构。

电力行业首次采用的蜂窝通信技术是在20 世纪80 年代后期所使用的高级移动电话系统（Advanced Mobile Phone System，AMPS），那时用于自动化抄表程序中，尤其是商业电能表或者非常难抄表的居民电能表。AMPS（可称为第一代或者“1G”蜂窝通信技术）从原有抄表方法的诸多方法中改进而来，主要用于商业和难抄表的情况，无需依赖现场抄表，也无需将交由用户维护的简易旧式电话服务（Plain Old Telephone Service，POTS）电话线与电能表连接。尽管低带宽的无线技术（9 ~ 24kbit/s）发展过程中存在一些弊病，但电力企业还是意识到其优势所在。在 20 世纪 90 年代，依靠寻呼网络的产品开始出现并成为 AMPS 的竞争者，成本的压力和改良的电子设备使得电力行业更多地采用无线技术。

然而，多年来影响商业无线技术拓宽应用的问题使得在 2002 ~ 2008 年间 AMPS 网络逐渐退出市场。这是由于联邦政府的施压、无线通信运营商的盈利考虑以及没有高

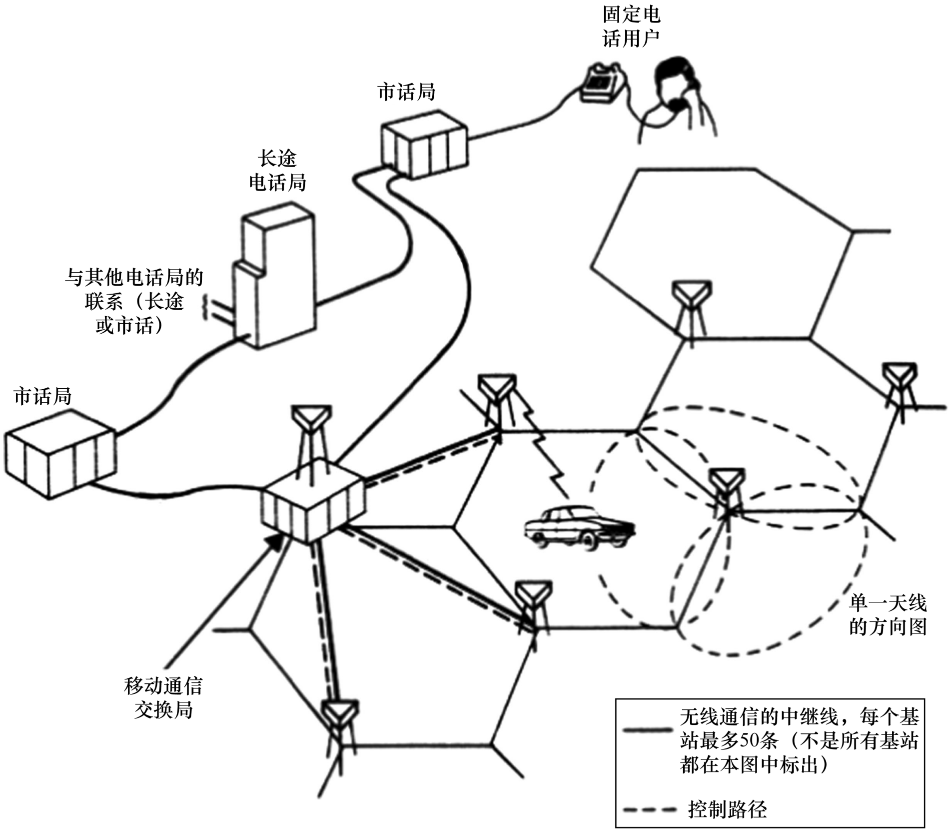


图 3.129　蜂窝网络基本结构

效利用 AMPS 技术的有用的频段等因素的共同作用所导致的。也使得电力企业反思如果仅为保证电力企业间的通信网络有效运行，而依赖于那些不受自己控制反而由为诸多商业利益所驱使的商业公司所掌控的系统和网络，这样的做法是否真的明智。在经历“失去”AMPS 事件后，相信在多年后关于这方面的疑虑还是会给人们敲响警钟的。

3.6.3.1.1　2G 网络

第二代（“2G”）无线技术系统从 20 世纪 90 年代开始普及，缓慢地弥补电力企业和商业蜂窝通信网络提供商间的裂痕。2G 网络的首次登台恰逢全球大范围使用蜂窝通信技术，使通信网络触及更广、更加可靠、更加便宜。此时蜂窝通信网络就开始分成两派：选择全球移动通信系统（GSM）制式、GPRS 作为数据协议、增强型数据速率 GSM 演进技术（EDGE）的运营商，以及选择 CDMA2000 系列标准及单倍无线传输技术（1x RTT）作为数据协议。采用 GSM 制式的北美运营商包括 Cingular/AT&T Wireless、T-Mobile 以及 Rogers Wireless 等公司，而 Verizon、Sprint 和加拿大贝尔等公司则采用 CDMA2000 制式。

2G 系统与 1G 系统相比，其带宽更高，成本更低廉，而且先进的电子设备更容易建

立一个完整的、能在 2G 新网络中使用的抄表系统。由此，全世界范围内开始接纳 2G 网络在智能电网中的应用。在 2000 年美国推出了可以达到 28kbit/s 速率的商用 GPRS 网络后，这种普及的速度便翻了一倍。虽然这是一个跃变的标志，但其速率还是仅与有线网络的拨号速率相当而已。EDGE 及相关技术的出现使得预期的用户速率从原来 28kbit/s 跃升至 150kbit/s，这也让另一类的应用程序得以进入智能电网领域当中。28kbit/s 是不足以传输数百字节的点对点电能表数据的，而 EDGE 技术的出现，则可以进行文件传输，同时也能支持带宽需求更高的应用程序的运行。

这项技术使得数据吞吐的速率获得五倍的提高，而且随着商业运营商为了扩展覆盖范围而加大投资时，网络的可靠度也获得了重大的提升。2009 年欧洲建立起最大的高级计量体系，安装了数以万计配备有 GPRS 无线电装置的电能表，而在北美也建设了一个规模相当的试验工程。EDGE 技术引入了一系列全新的电力企业应用程序，例如，电力企业可以通过安装无线广域网（WWAN）路由器来为传统的有线线路提供备用的和持续的服务，而且还能在数字用户线（DSL）无法触及的地方（例如偏远的发电侧、配电设施以及服务中心）根据合理的数据吞吐需求来延伸网络。

或许更重要的是，许多其他行业都开始采用 2G 无线系统来满足它们远程通信的需求，如安全、油气钻探、舰队管理、零售终端、车辆定位等方面都在开发相应的应用。大量的应用程序和设备引起了运营商的重视，运营商也随即建立专门的业务部门并制定相应的定价策略，进一步促进这高利润、低成本领域的发展。运营商意识到这些设备的工作不需要依赖特定的频段，因而向那些关心 2G 网络使用寿命的数据大客户提供长期的服务级别协议（Service-Level Agreement，SLA）。

这也促使更多地方安装 2G 设备，因此 2G 网络的覆盖就像雪球效应那样不断扩大。在采用这种划算的、有利可图的频段并签署相关商业协定的前提下，如果出现 2G 网络像 AMPS 一样退出市场的状况时，那么运营商就不得不承受严重的经济后果了。

3.6.3.1.2 3G 网络

21 世纪头 10 年的中段，第三代或者“3G”网络首次出现并被采用。不同运营商的技术策略也不同，如 AT&T 和 T Mobile 公司使用 GSM 技术的 3G 衍生版［通常称为高速分组接入技术（High-Speed Packet Access，HSAP）］，而 Sprint 和 Verizon 公司则采用 CDMA 技术的衍生技术演进数据最优化技术（EV-DO）。3G 网络从根本上为移动设备提供更宽的带宽，约为 10Mbit/s（峰值速度）。3G 技术也超乎想象地在用户中广泛采用，某种程度上都是由于像苹果公司的 iPhone 这类设备的出现，也正因为这个原因，商业运营商在基础设施建设方面投入了数十亿美元的资金甚至更多，以满足更高的带宽需求。平均数据吞吐速率从 150kbit/s 到 1.5Mbit/s 的增长是具有十分重要意义的。目前大多数智能电网应用程序（如高级计量体系）都在努力降低成本和扩大覆盖范围，而不是在提升带宽方面等问题上投入额外的资金，这也是仍加大对原本已经采用的 2G 网络使用规模的原因所在。3G 技术的引入让高级电能表架构方案通过 3G 上网卡就可以实现，利用已连接到电力企业电能表数据管理系统和后台服务的数据采集单元，就可实现大容量数据的传输。

除了提升无线数据吞吐速率以外，3G 技术还能有效地增强安全性，也就是为电力企业解决隐私和安全问题提供方法手段，如 GPRS 和 HSPA 技术都能实现认证功能。除此以外，3G 技术也引入更新、更强、更可靠的 Kasumi 加密算法，以弥补早期加密算法的缺陷。这方面的功能会对智能电网的网络类型和未来电网的网络结构产生深远影响。

3.6.3.1.3　4G 网络

网络速率和容量上的变化仅仅只是一个开端。所有主要的运营商都决定主攻长期演进（Long Term Evolution，LTE）的通信协议作为未来的4G 架构。这可能使得移动通信领域的技术革新速度进一步加快，因为这会从 20 世纪 80 年代以来首次出现世界范围内大多数移动通信用户都共享同一个技术平台。4G 网络在 2011 年开始铺设，设备的最高通信速率可以达到 100Mbit/s，平均的用户数据吞吐速率大约为 10Mbit/s，这比目前的商用广域网要快，也使得无线设备数据传输能力可与现有的 DSL 有线网络速度相媲美。4G 网络采用分组交换技术，与 3G 网络相比一个重要的特征是采用全 IP 网络技术。

到目前为止，很少提及 4G 技术（如 LTE 和 WiMAX）之后会有什么样的景况。然而根据目前移动通信的发展历程来看，带宽的需求仍然无法满足，而且全球市场仍将大量的资金投入到研发更具竞争优势的产业当中，因而在 2017 ~ 2020 年这段时间里还会有新的技术出现。根据目前工业发展的趋势，每比特的增加还能增强可靠性并且降低成本，现在的带宽可能已经达到光纤级别，也就是 1Gbit/s 或者更高。这种技术发展趋势对 2020 年的智能电网以及其他系统来说，其影响的确难以估计，但随着电力企业自身无线网络劣势越来越明显，这种趋势还是会让电力企业更加关注移动通信技术。

3.6.3.1.4　蜂窝通信技术的优势与劣势

当前蜂窝技术在很多电力企业的通信基础中起着某种作用，这种作用对电力企业的商业和工业用户或者很难读取的居民电能表来说更为明显。很多像 SmartSynch、Metrum、Trilliant、Elster 以及 Comverge 这类供应商都在关注整个智能电表市场的发展。数据和电子元件的成本快速降低，蜂窝技术总体来说可以为住宅市场提供解决方案。例如，目前在采用最为广泛的智能电网蜂窝技术是 Hydro One 集团于 2006 年在安大略省首次主要装配的高级计量体系，该集团选择 SmartSynch 作为供应商并安装了 20000 个采用 2G 技术（GPRS）的居民电能表。而在目前 4G 的应用方面，Grid Net 成了推动 WiMax 技术在智能电网中普及的市场领导者，并在早期澳大利亚市场就已占有一席之地。Grid Net 如今还支持 LTE 技术。澳大利亚的 Ausgrid 公司已经宣布未来要完成其网络从 WiMax 到 LTE 技术的演变。

据估计，在 2010 年就有超过 50 亿的手机用户，如此看来蜂窝通信网络的全球大范围使用，真的意味着智能电网若采用这种网络也能获得广泛的效益。或许最大的效益在于，这是一个可以与整个移动通信领域和 50 亿用户交互的巨大生态系统。采用蜂窝通信网络的企业每年都要在技术创新、基础设施建设以及工程教育中投入数十亿美元。

通信行业中竞争激烈的环境迫使通信行业的每个环节（包括作为零售终端的运营商、相关的基础设施供应商、软件公司以及顾问公司等）都在设法降低成本并提升服务质量。美国的运营商在基础设施建设方面每年都要单独投入数十亿美元，随后其供应商也在改善性能等方面也进行投资。正如近年来全世界所看到的那样，创新和发展的速度在不断加快。随着每天手机用户数量的增长，不管电力企业是否在相关技术方面主动投资，在其所选择的通信领域的投资累计利润都将会达到数万亿美元。没有任何其他通信方面的企业投资能与在移动通信领域的投资量相匹敌。

智能电网蜂窝通信网络的另一个优势在于其覆盖范围已经触及发达国家绝大部分的地方。无需考虑预先布置通信网络，电力企业就可选择合适的地点安装传感器和电能表等智能电网设备。到时在电力企业服务范围里非常偏远的地方，只要蜂窝通信网络可以覆盖到，就可以使用，这样电力企业就能将更多的资金去投放大牌蜂窝通信网络覆盖不到的偏远地区中。

另外，对于发展中国家和地区来说，蜂窝通信系统非常低廉和简便，这是因为对有线的简易旧式电话服务系统的补偿要比无线蜂窝通信网络的成本昂贵得多。

最后，电力企业之所以要选择蜂窝通信，很大原因在于经过在大量网络中的多年实践，已经形成了集网络建设、运行、故障检测以及优化于一体的庞大专业知识体系。现在大多数高校的电力工程系都在其培养计划中将蜂窝通信网络作为选修课，实际上所有学生都能熟知平常所使用的蜂窝通信网络所具有的特点和问题。

蜂窝通信技术应用到智能电网中还是会暴露出自身的缺点，要不然蜂窝网络的普及率会比现在还高。通常被电力企业认为是蜂窝通信劣势而遭受诟病的技术问题是通信网络有限的覆盖范围。通常在特定地点因蜂窝网络不好时的第一反应是“我这里没信号了!”。过去，电力企业由于商业原因，影响蜂窝网络发射台安装位置的能力有限。商业运营商为改善这种情况，采用了高功率的蜂窝无线电发射器，购买 sub-GHz 频段（该频段对建筑物的水泥钢筋等具有很好的穿透性）的使用权，提供了耐用的外部天线，或者安装无线中继站和微小区/微微小区（Micro/femto-cell）。

此外，公共事业单位的员工都尽量使用手机处理工作上和生活上的事务。这些人一天中任何情况下都在使用手机，因而他们的感受最能直接反映移动通信技术的可靠与否。很多手机用户都经历过电话突然掉线和通话不畅等状况，这些问题对于采用蜂窝通信的智能电网也是有可能发生的。事实上，任何无线网络都存在一些低保真以及掉线的问题，而且这些问题对于像语音通话这种通话延时低和通话质量要高的通信来说尤为突出。尽管数据网络的物理实现形式可以有多种，智能电网应用需要使用专门的数据网络。但是，考虑到大多数电力系统蜂窝通信设备都直接与强电连接，并且不要配备最大型的手机电池，因而设备供应商可以在蜂窝语音通信的“死区”里采用配备有更高传输功率和更灵敏天线的蜂窝无线发射器进行数据通信。除此以外，蜂窝通信系统的发射塔和设备都有大量可以提高数据连接可靠性和安全性的算法。尽管如此，与可靠性和日常运作相关的问题都必须直接交由使用这些网络的智能电网设备商解决。

从商业方面来说，智能电网采用蜂窝通信的另一个障碍在于用于网络通信的无线

电装置成本费用相对高昂。蜂窝通信协议和基础设施的设计通常要满足即使手机在高速的移动时频繁地切换发射台的过程中或者暴露在强电磁噪声的环境下，都依然能保持安全可靠地通信，因而需要一个多功能而且十分复杂的无线电装置，这相比那些无需考虑安全性、噪声、带宽和协议之类需求的无线电装置来说其成本当然是高很多。

尽管上述所提到的商用蜂窝通信网络优缺点都是其基本特征，但放在智能电网的应用场合下，某些特征就会发生变化，因而也是讨论的焦点。最具争议的一点是电力企业为最小化运行风险，迫切需要对网络有一定的“掌控权”，这种风险体现在两个方面：电力企业认为的交易对手风险，譬如存在无线运营商没有很好地履行职责为电力企业提供一个稳定的网络的风险；还有是因技术革新迫使无线运营商淘汰电力企业的通信设备的风险。这些方面的担忧是理所当然的，而且是要严肃对待的。

有经验的电力企业都会将交易对手风险纳入整个风险的考虑范围以内，还包括其他方面的交易对手风险。由于全国性的无线通信运营商公司规模庞大，而且与很多其他合作方（包括大型消费群体和政府机构等）签订交易协议，并考虑到因运营商不履行职责所导致的电力企业内部风险水平（电力企业此时只需将终端设备改接到竞争对手的网络）等这些因素，这些大企业不履行职责的风险还是比与那些只面向单个电力企业的通信服务提供上所带来实际交易对手风险要小得多，因为这些公司规模通常较小、结构单一而且只签订少量的合作协议，由于它们的不作为为电力企业网络设施（不仅仅是终端设备）所带来的危险也是无法预估的。一些电力企业，如澳大利亚的 Ausgrid 公司，已经决定安装和运营自己专属的蜂窝通信网络。

对于设备的淘汰问题，电力企业都期望设备安装后可以许多年（最好是几十年）都不用检修，而且期间还能维持非常高的性能，而运营商则必须在用户需求、国家频段的使用以及网络运营成本上保持平衡。具有争议性的是，蜂窝网络似乎不是一个有效的解决方案：运营商对效益和市场的考虑导致了第一代通信网络退出舞台，也使得寻呼网络逐渐衰落，同时无线通信行业总体的快速发展也让电力企业觉得最好不要参与其中。另一方面，为了占据未来数年的制高点而制定决策时，电力企业会意识到专用的技术将跟不上世界发展的步伐，这使得电力企业的用户、监管会及电力企业由于质量不够好的网络加重了它们资产报表的负担而觉得很失望。电力企业在 21 世纪所面临的事实是技术淘汰是必然发生的事，而最为明智的做法是不要让自己置身于正在进行的技术更新周期之中，不要在关注自身设备的同时也考虑网络设施的升级。运营商可以通过服务等级协议、长期的网络使用协定和涵盖双方所关心问题的产品来消除电力企业的疑虑，这或者是一个比较折中的方法。

另外一些讨论则围绕监管委员会如何完成所安装固定设备的成本回收来进行。目前，监管委员会仍未广泛允许电力企业回收与网络运行相关的运营成本和相应抄表成本。鉴于监管的原因，一些电力企业难以承受由此带来的巨额运行费用。电力企业可以采取的另一个方法是构建自己的网络并且自负盈亏，同时增加基准费率并将成本转嫁给消费者和纳税人。当考虑所有这些设备的成本时，工业和用户群体都要求监管当局放开商用网络的成本回收权。电力企业有必要根据这些因素在使用商用网络和构建

企业专用网络这两种方式间找到经济最优的平衡点。电力企业面对这样一个问题：在未来 5～10 年里，在为满足智能电网发展的需要时能否承担得起设备更新换代的费用，抑或承担得起那些本身就有义务更新的设备和网络的费用，以及怎样做才能使它们的监管委员会愿意进行成本回收。

最后，自然灾害对电网和通信网络所造成的影响也是重点讨论的内容之一。发达国家的发电、输电、配电系统堪称现代奇观，电力用户都已经对随时随地都能获得充足的电力习以为常了。这最终导致现代社会的正常运转几乎完全依赖于电能，这种依赖性在发生自然灾害后更为明显。能源，尤其指电能和燃料，与食物、水和住房一切成为人们日常生活的必需品。因而电力企业更加注重不惜一切代价保证大范围停电后能以最快的速度恢复供电，此时电网的“智能”性就显得很有必要了。一些电力企业认为由于可以通过网络在线实现有助于恢复供电的措施，因而有必要搭建和运营属于自己的通信网络。然而无线通信运营商则反对说：基于这种理由而要建设专属网络的论调只有在不同的时期内被提起过，而那时仅有一小部分人对无线通信网络感兴趣。此外，从 2G 网络推广时起，商业运营商就已经开始铺设 EDGE、HSPA 和即将推广的 LET 网络，即使在语音通道饱和的情况下，都能进行数据收发。这种语音和数据的分离使得电力企业能在语音通信利用率较高的时间段内或者网络设施利用率有限的情况下都能传输数据。未来发展的趋势是电力企业、通信服务提供商以及应急救援人员的联系更为密切，因而世界总体上才能恢复紧密互连的状态，这也符合人们的最大利益。这对于渴求通过一套通信基础设施就可以提供电能、水、气、电视信号等的需求来说尤为重要。

从 20 年前开始推广时起，蜂窝通信技术已经在世界范围内产生重大影响，当然智能电网蜂窝通信技术的采用所带来的作用也是不容忽视的。这些作用的影响、技术的采用时机以及商业无线通信运营商和电力企业间关系的变化都很值得人们关注。

3.6.3.1.5 蜂窝通信在智能电网中的作用

21 世纪的智能电网应该以一些结构准则为基础进行建设，而不是仅考虑某些特定的技术，因为技术发展的速度变快了。一般来说，当智能电网考虑应用蜂窝通信时，应该要遵循三个结构准则：①快速的技术可扩展性；②集成化；③通用性。这三个结构准则允许电力公司建设可以模块化升级的基础设施，延长智能电网部件的寿命，这与管理层减少纳税人和股东花费的希望是一致的。

快速的技术可扩展性：电力公司使用的设备应该具有快速的技术可扩展性。技术可扩展性的概念允许电力公司能够适应管理要求的变化以及纳税人和用户要求的变化，能够以高成本效益的方式适应网络技术的变化。尽管智能电网的完全实现需要许多年，但电力公司的通信网络应该具有快速的技术可扩展性，以支持今后 3～5 年内各种形式的智能电网应用——例如 AMI。另外，电力公司也必须建设能够适应技术变化和无线通信快速发展的网络。在 GSM 中，过去 10 年一个无线通信快速发展的例子是，WWAN 技术每 18 个月发生一次变化，从 2001 年的 GPRS 开始，到 2003 年的 EDGE、2005 年的 UTMS、2007 年的 HSPDA、2008 年的 HSUPA、2009 年的 HSPA7.2 和现在的 LTE。这个

技术的发展使得电力公司在使用旧设备的同时，可以根据需要使用更新、更快的网络技术。例如，电力公司让数据采集装置使用更快的3G网络来在网格网络中管理大量的电表数据。智能电网部件不仅应该具有快速的技术可扩展性，还应该集成化。

集成化：智能电网通信系统还应该以集成化的方式建设，而且集成的各部分可以单独升级或改变，而不会影响其他部分在智能电网中的模型。例如，用于支持智能电表的特定无线调制解调器可以升级到LTE，而不会影响到AMI头端的系统或电表数据管理系统应用。

通用性：快速的技术可扩展性和集成化很重要，无线技术能够兼容多个平台和多个无线系统的能力也很重要。例如，电力公司可能有不止一个无线载体，不止一种类型的用于把数据发送到综合电表数据管理系统的WWAN。这些系统必须能够与各种各样的应用和载体连接，以高效地收集数据，高效地连接到其他电力公司的核心后台系统。因此，通用性是任何智能电网系统通信中的关键一环。通用应用接口集成的系统能够使各个部分进行通信。通用性是用来表示兼容结构相似系统的能力，以减少一开始的投资花费和后面持续的运行费用。通用性系统允许电力公司以最小的改变在它们的服务范围内建设电网。换句话说，电力公司应该减少网络和智能电网采用的技术的种类，并保证电网能按照用户和企业要求运行。例如，电力公司可能会选择一种AMI编码来支持城市用户和高人口密度的用户，而使用另一种AMI编码支持农村用户。通过这样的区分，电力公司可以在它们的服务范围内使用通用性系统并同时减少花费。因此，通用性是智能电网的重要一环，减少了智能电网相关的整体费用，并使各部件以透明的方式相互通信。通用性要求智能电网部件使用已发布的开放的接口，并且出于安全的考虑，这些接口只对有限的系统功能开放使用。所以，应用不需要知道其他网络部件和应用系统的内部结构，但它们必须知道如何透明地进行通信。通用性的准则减少了智能电网部件的复杂性，而这种复杂性不采取措施的话会导致系统无法正常运行。

3.6.3.2　射频无线网状网络

射频无线网状网络技术是当今大量AMI编码通信的关键技术。射频无线网状网络简单、便宜，使用普遍。它使设备通过相关无线波段进行通信，又通过回程网络返回到与电力公司连接的访问点。射频无线网状网络一般可以提供100～200kbit/s的带宽，这对一般的智能电网现场应用来说是足够的，但对于需要统计数据的回程网络来说是不够的。主要的射频无线网状网络通信供应商有银泉网络、Trilliant、Itron、兰吉尔和埃尔斯特。

射频无线网状网络技术的一个关键特征是形成了一个“对等互连”的网络。在这样的配置下，每一个设备能够与邻近的设备通信，而后通过那些设备发送信息给予电力公司直接相连的访问点。这个过程简单来说就是每一个网格节点都可看作路由器——这个方法的优点是并不需要每一个设备都要有与电力公司直接的回程连接。它们只需要与邻近设备有连接就行了。这节省了花费，降低了功率，因为每个设备的通信芯片不必这么复杂，收发信号也可以使用更小的功率。如果与一个指定设备的连接中断了，只要在

通信范围内（通常即视线范围内）还有其他的设备，这种对等网络也可以自我修复。因此，可以容易地逐步覆盖到整个范围。在射频无线网状网络配置下，访问点可以覆盖附近的几栋楼房，与单一的覆盖几英里的信号塔截然相反。因此，当需要更多访问点时，每个访问点的功率和大小都比信号塔要小。

射频无线网状网络技术的另一个优点是给电力公司提供了更深度的网络控制。电力公司可以仅仅详细分析运行特征、运行程度和网络的花费。如果电力公司的网络在它们自己的掌控下，它们可以更少担心新技术的运用以及旧技术淘汰的影响。

射频无线网状网络技术的缺点是它们的专利一般是属于某个私人。这对电力公司寻求长期的技术持续性以及长期的供应商支持是一个挑战，因为提供技术的供应商有可能会破产。另外，一些射频无线网状网络技术采用的是没有执照的 ISM 频段，容易受到干扰。而有执照的频段比较窄，且按照频段所有者或者政府的安排，这个频段是供应商特有的。与蜂窝网络相比，这限制了应用和设备的使用。

3.6.4　通信标准和协议

信息是智能电网发展中的关键词。关于电力系统的实时状态、趋势、历史信息和应用等的准确信息对智能电网的运行是必需的。而信息的获取是通过通信来完成的，所以通信标准和协议在全世界范围内智能电网的发展中扮演重要角色。通过描述功能的标准化的通信接口，信息不仅可以被简单利用，同样可以实现所需功能的高效跨域应用。

通信是智能电网应用的核心。通过提供一套数据表达和传输的共同规则，信息可以实现电网中不同部件（例如馈线装置、变电站设备和网络控制中心）之间的信息交换。在真实环境下，信息交换通过基于应用的通信协议来实现，且必须满足不同的约束。例如，相比监视装置，保护装置对实时可信的信息传输有更严格的要求。类似的，网络安全的要求也可能多种多样。例如，网络安全对与用户电表交互的装置的要求要比站点的监视装置的要求更重要。

接下来要讨论的是对考虑智能电网应用的主要通信协议的概述。这里的目的并不是给出通信协议的详细内容，而是去定义应用的主要范围。

从智能电网的角度来看，通信可以被分成两大主要类别：

1）智能电网特定相关的通信系统，例如 IEC 61850[3-6]、IEC 61968-9[7] 以及通信协议，例如 DNP3[8]、IEC 60870-5[9]、IEEEC37.118[10]、ANSIC CI12.19[11]、ANSI CI12.18[12]、ANSI CI12.21[13] 和 ANSI CI12.22[14]。

2）在智能电网中起关键作用但应用范围不局限于此的辅助协议，例如 IEC 62439（HSR/PRP）⊖[15]、IEEE 1588[16]、NTP[17] 和被广泛应用的 Ethernet[18]、IP[19] 和 TCP[20]/UDP[21]。

⊖ 高可用性无缝冗余度（HSR）和平衡冗余协议（PRP）最近被添加到高可用性工业以太网络标准 IEC 62439 中。HSR 和 PRP 被设计利用在保护和控制环节的关键和对时间灵敏的应用中，保证故障环境下的行为，并且提高了网络可靠性。

IEC 61850，更精确来说是 IEC 61850-8-1 和 IEC 61850-9-2 通信协议，最初被设计运用于输电和配电环节的变电站。但是随着最近的发展，IEC 61850 提供了一个更强大的通信解决方案，用于变电站之间，变电站与控制中心之间，水电厂、分布式能源和风电场等，预计未来会有更多领域加入到这个标准中。

协议 DNP3 以及 IEC60870-5 主要用于输电和配电环节，用来交换变电站设备和网络控制中心的数据。

协议 IEC 61968-9 特定用于用户电表的交互，因此限于低电压应用。类似地，ANSI C12. 19、ANSI C12. 18、ANSI C12. 21 和 ANSI C12. 22 定义的一套标准主要针对用户电表和抄表员在多种媒介下的数据交换，例如光纤接口、调制解调器或者网络平台。

HSR 和 PRP 是保护和控制领域工业自动化的两大可靠通信协议，同时，IEEE 1588 和 NTP 可以满足网络中设备的时间同步约束。IEEE 802. 3 （Ethernet）、IETF RFC（Ipv4）以及 RFC 761（TCP）和 RFC 768（UDP）是大多数智能电网通信系统和协议的基础。IPv4 源自 20 世纪 70 年代的 DARPA（高级防御研究计划局），被用来作为今天的主干网。由于现代网络已经足够成功，IPv4 开始过度发展，网络地址已经完全被耗尽，自从 2011 年 4 月以来，IANA（互联网编号授权委员会）和 RIR（区域互联网注册）一直忙于重新声明、分配和配置网络空间。以上这些对于电力公司来说并不算一个大问题，但对于网络确是如此，早在 20 世纪 90 年代就被看作关乎剩余网络整个范围的问题。大量研究致力于拓展地址空间和解决与 IPv4 相关联的基本问题。RFC 2460（IPv6）就是来源于这项研究，它是解决地址空间、网络配置、邻居发现、路由冗余、移动路由和网络安全等一系列问题的网络协议。在传输层面，TCP 和 UDP 已经被用于可靠的流式传输以及应用的数据报文支持，RFC 4960［SCTP（流控制传输协议）］的使用可能更适合电力行业，它允许发生故障时数据包的可靠传输。应该指出，互联网协议组（IPv4/v6 和 UDP/TCP）结合了定义在 ISO OSI 7 层次的模型（见图 3. 130）以及链接、互联网、传输和应用这四个层面。为了更好地理解 Ethernet、IPv4/v6 和 TCP/UDP，读者应该参考大量关于互联网协议的文献，例如文献［22］或者［23］。

3. 6. 4. 1 IEC 61850

IEC 61850 标准“电力自动化通信网络与系统”定义了不同厂商的设备之间的协调运行时的通信系统。这个标准提出了影响系统设计的几个因素，例如 IEC 用户之间时间敏感信息交换的通信服务。利用这个标准，用于实现保护计划的继电器之间的信号接线可以被摒弃。IEC 61850 的其他影响与设备的硬件和软件设计、系统调试和测试以及对工程师的必要培训有关。

IEC 61850 标准版本 1 在 2003 ~ 2005 年间由 IEC 出版。从那以后，这个标准的新版本得到了发展，就像之前预计的那样，其范围扩大到很多新领域。IEC 61850 的目的是提供一个综合系统中设备协调运行所需的需要规则。为此，这个标准定义了基于 TCP/IP 和以太网的通信服务，以及描述对其他设备来说可见的数据的对象模型。它进一步定义了用于工具间交换工程信息的语言。更多关于 IEC 61850 的信息可以参考本书的智能变电站部分。

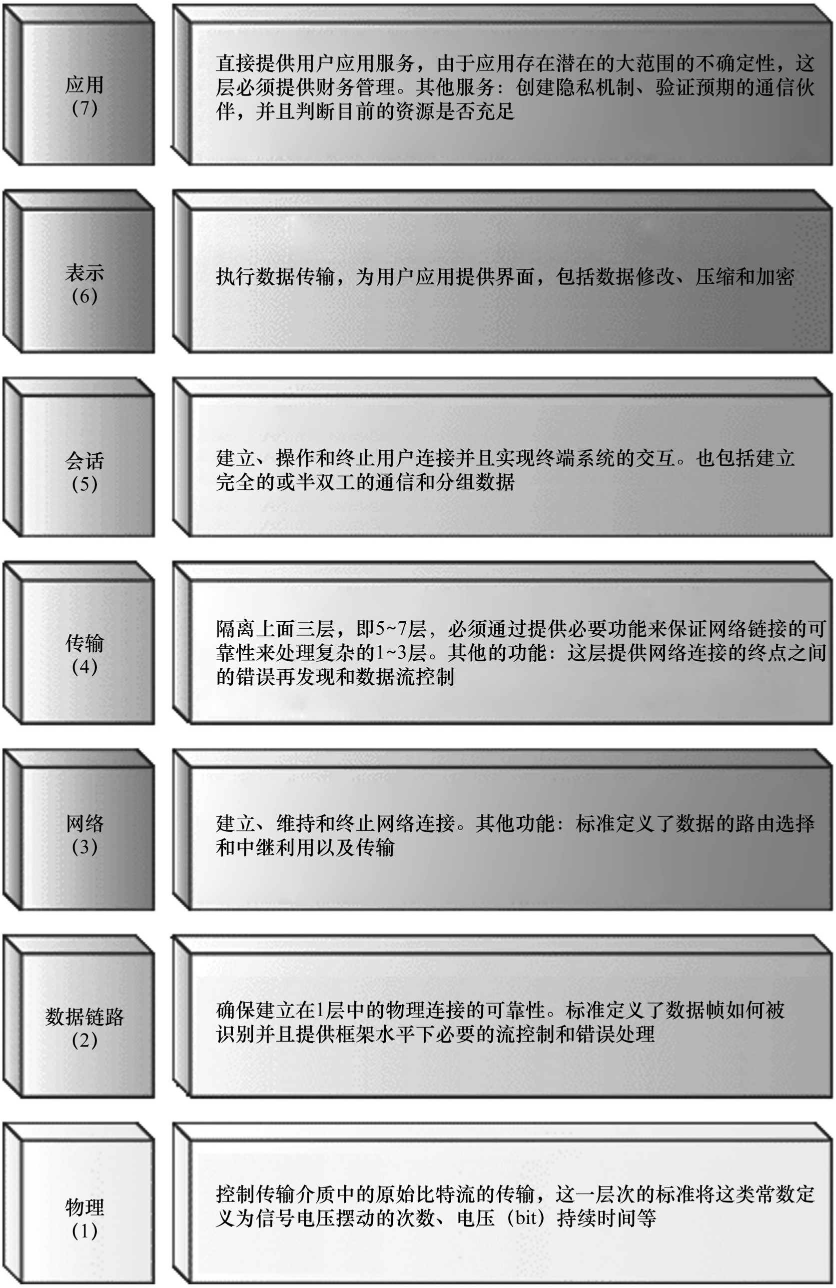


图 3. 130　ISO（国际标准化组织；www. iso. org）开放系统互连（OSI）七层通信模型（http：//www. novell. com/info/primer/prim05. html

3.6.4.2 DNP3 和 IEC 60870-5

DNP3 和 IEC 60870-5 在 20 世纪 90 年代得以发展，被普遍应用于变电站内外的设备与网络控制中心之间。当指定 SCADA 系统的通信标准时，它们也被作为参考，主要应用于监视和控制现场设备。大部分协议使用简化的开放系统互连（Open System Integration，OSI）七层参考模型。作为性能增强型体系结构被提及只包括物理、链接和应用等层。然而，第四层有时被作为 DNP 来考虑，并且以传输层（DNP 传输）为目标。尽管 DNP3 和 IEC 60870-5 最开始是基于 RS232 或者 RS485 的，但现在更多使用以太网和 TCP/IP。在很多方面，DNP3 和 IEC60870-5 非常相似，然而它们技术上的区别却显而易见，并不能兼容。DNP3 主要被用在南美和北美，而 IEC 60870-5 主要应用于欧洲和中东地区。

3.6.4.3 IEEE C37.118

IEEE C37.118 定义了电力系统应用中使用的同步相量测量值的交换问题。该标准于 1995 年出版，2006 年修订。同步相量测量值由 PMU 进行测量，其值代表波形的幅值和相角。分布在电网中的测量单元所测量到的值都是同步的，即测量发生在同一时刻。现如今，IEEE C37.118 主要应用于保护与控制方面。

IEEE C37.118 定义了单个 PMU 的通信规则，或者是一个叫作 PDC（相量数据聚合器）的 PMU 数据模块。由于网络中测量点具有分布式的性质，IEEE C37.118 必须在类似于 TCP/IP 或者 UDP/IP 的一个路由协议上实施。为了确保基于 IEEE C37.118 的应用成功实现，需要克服以下两个难题：①测量点或 PMU 的同步化；②传输延迟。第一个问题目前通过 GPS 接收器与 PMU 直接相连得以解决。将来 IEEE 1588 应该能够通过通信网络满足所需的同步化要求，进而可以避免在 PMU 装置中使用 GPS 接收器。传输延迟问题很大程度上源自网络通信拓扑，例如线路数、长度和链接种类等。然而，通常人们通过实施 UDP 之上的 IEEE C37.118，牺牲了 TCP 的可靠性。

3.6.4.4 IEC 61968-9 和 MultiSpeak

IEC 61968-9 发布于 2009 年，定义了读取、监视和控制安装于用户侧的电能表的界面。可见 IEC 61968-9 并不是一个完全的通信协议，因为它仅仅考虑了 OSI 模型的第七层，例如可以进行读取负荷曲线、读写合同参数、读取技术维护数据、读取电能表测量值等操作。尽管 IEC 61968-9 仅仅定义了 XML 的框架，但是却将一些隐含的约束添加到低级协议上。XML 的使用意味着大多数信息将会被在物理介质中经过删减来传输，因此需要有一个有分片功能的协议。由于暗含分片，每个片段必须被可靠传出。也就是说，任何片段都不能丢失，否则信息不能被读取，所以 TCP 比 UDP 更适合。

与 IEC 61968-9 类似，MultiSpeak 定义了电表与信息交互的规则。但两个标准间存在明显区别。首先，MultiSpeak 主要为了满足北美市场的电力合作需要，而 IEC 61968-9 面向国际。其次，IEC 61968-9 可以进行独立传输，但是 MultiSpeak 需要使用 HTTP 和 TCP/IP 套接字连接的 SOAP 信息，且描述两者之间的信息内容是更加复杂的。MultiSpeak 的历史比 IEC 61968-9 要长，最新的一版是 2008 年发布的第三版。从 2008 年起，人们开始进行努力，以最终使 MultiSpeak 信息能够完全映射到 IEC 61968-9。

3.6.4.5　ANSI C12.19、ANSI C12.18、ANSI C12.21 和 ANSI C12.22

ANSI C12.19 是由美国国家标准协会在 20 世纪 90 年代提出的，在北美地区是石油、水、电等公用事业行业之间数据交换的主要标准。通过一套通用的数据结构（类似于读写的表格）作为规范，ANSI C12.19 提供了一个计量电表的数据模型，并且配置了测量装置。然而，ANSI C12.19 仅仅提供了计量电表的模型，并不是一个完全意义上的通信协议。ANSI C12.18、ANSI C12.21 和 ANSI C12.22 定义了基础协议，被 ANSI C12.19 用来在通信媒介上传输数据。

ANSI C12.18 被用于通过 ANSI Type2 Optical 模型进行的计量电表通信。这完全是点对点的通信协议，包括了 OSI 模型的七层。而且，它通过光纤端口详细说明了 ANSI C12.18 装置和 ANSI C12.18 客户端之间通信需要的标准。ANSI C12.18 客户端可能是一个掌上阅读器、一个便捷式计算机、一个主站系统或者其他电力通信装置，主要用于利用红外光纤端口进行人工电能表读取的北美地区。

类似地，标准 ANSI C12.21 详细说明了 C12.21 装置和 C12.21 客户端之间通信需要的标准，这个通信通过连接到交换电话网络上的解调器来实现。它同样是一种点对点的通信协议，但是与 ANSI C12.18 相比，它允许远程读取电能表信息，同时包含了授权内容。

3.6.4.6　高可用性协议

出版于 2003 年的 IEC 62439-3 制定了一些工业化通信的协议，重点集中在可靠性方面。从智能电网的角度来看，PRP（Parallel Redundant Protocol，并联冗余协议）和 HSR（High-availability Seamless Ring，高可用性无缝环网）协议尤为有趣。与其他协议相比，为了防止链接失败，PSP 和 HSR 提供了一个瞬时恢复时间，这对于实时装置（例如基于 IEC 61850-9-2 的差动保护装置）是相当关键的。此外，PRP 和 HSR 主要用于局域网，仅影响 OSI 模型的第二层，这让它们能够很好地适应变电站自动化装置。一旦出现链接或转换失败，其他协议至少需要几毫秒的时间来重新计算一条新的通道。

PRP 和 HSR 原理简单，可以概括为以下三点：①通过两个独立的网络界面控制器（Network Interface Controller，NIC）和两个独立链接，每个装置冗接于网络中；②发送器发出的信息在两个连接中被双重化配置并保证同时发出；③接收器将首先接收到的信息传输到装置内（例如一个保护功能或者 TCP/IP 栈），不使用重复的信息。从应用的角度来看，PRP 和 HSR 简单明了，不需要任何修改。而且，因为信息被双重化配置且同步传输，所以发送端和接收端之间的连接失败不会带来延迟。如何使用 PRP 和 HSR 依赖于网络拓扑：PRP 适用于点对点的网络拓扑，而 HSR 只适用于环形拓扑。PRP 可以完全在软件上实现（在驱动环节），只需要在装置上附加 NIC，而 HSR 需要环内每个装置有 HSR 转换功能。

3.6.4.7　时间同步协议

通信网络上的时间同步主要通过 NTP/SNTP（网络时间协议/简单网络时间协议）或者 IEEE 1588，也称为 PTP（精确时间协议）来实现。虽然 NTP 在 1985 年之后才被

定义，但是IEEE 1588 更晚，在2002 年出版，2008 年修订。除了两种协议的技术差异，它们的最大区别在于所能提供的精度：SNTP 在 WAN 环境下可以精确到数十毫秒，而 PTP 在 LAN 上可以精确到亚微秒级别。SNTP 主要在 WAN 上运行，在理想化条件下精度可以提高到几百微秒，所以 SNTP 也可以运行在 LAN 上。相反，PTP 被限制于 LAN 上，且需要特定的硬件来保证高精度。从智能电网角度来看，SNTP 主要用于控制和监视装置，而 PTP 大多被用于保护装置。

SNTP 和 PTP 在涉及参考时间源和装置之间的信息交换上基于一个相似的原理。信息交换的目的是传输参考计时器的数值，然后估计传输延迟。由于网络具有变化的性质，而且开关和路由器带来了不可预计的延迟，所以参考时间源和装置之间的对称延迟是不现实的，虽然 SNTP 假定了这样的对称延迟，但是 PTP 可以通过开关来获得滞留时间，从而精确估计传输延迟，即信息的开关延迟。因此，为了达到很高的精度，PTP 需要开关具有一些特殊的性质来计算滞留时间。

3.6.5 智能电网中的通信问题

3.6.5.1 技术复杂性的处理

在智能电网环境下，现代运行装置和相应的通信通道系统正在通过电网向数以百计的变电站传播网络智能。IP 路由和以太网开关、VNP 编码器、防火墙、网站服务器、服务多工器以及通信通道需要大量参数设置，这种参数设置通常强烈依赖于专家的经验。

进一步来说，串行通信链接如果结构上有错误就会停止运行。不同的是，目前的 IP 网络和以太网 LAN 即使有不正确的参数一般也能“找到办法去传递信息”。变电站的潜在“错误设置”可以使网络通信不能正常运行，影响到可行性、通信能力以及安全性。在变电站环境下安装的通信和网络装置必须有“面向变电站用户的”界面，这个界面可以将变电站参数转化为通信网络技术参数，并允许通信网络运行经验不足的人员做出没有误差的配置和操作。

3.6.5.2 遗留技术整合、转移和技术生命周期

大量的主流市场和竞争推动了通信学的快速发展。另一方面，电力系统技术发展却很缓慢，全面替代旧的技术尚需较长时间。例如，在主流商业市场中，正被全面引入变电站通信环境的以太网和 IP 网络体系已经相当成熟，而目前在电力系统中还大量使用串行 RS232 通信链接，事实上已经在通信领域被淘汰。因此，智能电网中大量引入信息智能化将会在同样的系统中产生完全不一样的生命周期：断路器和电力变压器和与它们相联系的保护、监视、控制和通信设备没有相同的“技术生命周期”。可以假定，在未来不只是电力网络，甚至是每一个变电站都会包含在不同时间装入并使用的不同代的信息和通信技术。“遗留技术整合”成为了任何电网通信工程计划的重要部分。

电力系统中包含一些老式装置不是一个暂时的过渡状态，而是电力系统通信网络中的一个长期存在的运行模式：等到更老式的装置被淘汰时，“曾经新式”的装置也被淘汰成为“遗留装置”。运行通信网络的主要计划应包含一个预先制定的转移计划，无论一项新技术怎样被引入网络，都要保证能够在不影响整个电力系统的情况下以一种

平缓的方式将被淘汰技术和设备移除出网络。过度的功能整合在调度的时候可能会有突出的费用优势，但当整合的系统中某部分需要被替换时可能存在巨大隐患。

总的来说，通信系统可以局部更新，也可分层次和根据需要进行修改（例如不升级变电站多路技术，而是升级或替换传输的核心部分）。通信网络结构必须是分层次的，这样当系统分层更新或替换某一技术时不至于引起大的网络扰动和服务中断。类似地，同一个工程的所有电力网络站点并不是同时构造、配备和更新的。所以在网络中同一功能区可能出现多厂商和多版本的情况。因此，电力系统通信网络其实是多厂商、多版本、多技术的，但已被当作单个网络来运行。

3.6.5.3　通信服务规划和演变趋势

构成“未来电力网络”基础的大部分智能电网操作应用目前已经被证明在现有通信行业是适用的。因此，电力系统通信的未来前景更多是关于估算电力系统应用需求而不是预测通信技术进展。

当一个运行中的通信网络计划要发展或更新以适应智能电网应用时，需要特别关注下面几点：

1. 以太网的普遍性和 SONET/SDH 带宽分配

对于几乎所有的智能电网运行应用来说，以太网都是占据主导地位的接口界面，它决定了在电力行业操作环境下提供低的联系成本、灵活带宽、多种类的拓扑结构以及传输媒介（铜对线、光纤、无线电等）的局部网络技术和理想的传输技术[25]。很多种类的通信接口之间的转化和协调将会完全消失。然而，遗留的接口这个大问题会长期存在。为了充分发挥以太网的灵活性和节约导线的性能，终端服务器和接口转化依然是解决许多遗留问题的方法，并且允许封装许多非以太网服务。进一步来说，以太网传输对于很多时间敏感型操作应用都是有潜力的，实质上是分配保留的带宽资源和虚拟分隔的灵活性。应用 SONET/SDH 的以太网是实现时控型以太网连接的具体且有效的方法。光纤上的 SONET/SDH 用单独分配的带宽以及一些小容量的保护延迟通信和遗留应用的专用多路复用环路来实现大量独立的以太网传输连接。

2. 多重安全 IP 网络

大量的智能电网操作应用通过 IP 网络，依靠连接网络站点的能力去控制、监视或者支持平台。很多这些应用需要孤立的带宽，以确保网络行为的可预测性，有保障的时间性能，或者避免发生安全问题。尽管应用可能根据许多网络的需求被分组，但利用 VPN 分离和基于 IP 的服务质量㊀的大量多重服务 IP 网络可能并不能满足运行要求。单独的 SONET/SDH 带宽或者单独的波长上的 VLAN 一般用来实现单独的 IP 网络，可以通过例如有 802.1p、MPLS㊁或者数目过大时的 DSCP（差分服务代码点）的中继优先效应按

㊀ 服务质量（Quality of Service，QoS）是根据不同的应用、用户或者数据流动来提供不同优先次序的能力，或者是确保某个数据流动有确定的性能水平。

㊁ MPLS 是高性能通信网络中的一个原理，指示数据从一个网络节点向另一个节点的转化，基于短路径便签而不是长的网络地址，避免了在路由选择表中的复杂查找过程。MPLS 可以压缩不同种类网络协议的数据包。

比例增加。这些明显的 IP 网络可以分配给 EMS/SCADA、设备监视、站点监督以及设备管理，同样支持声音和数据服务（见图 3.131）。

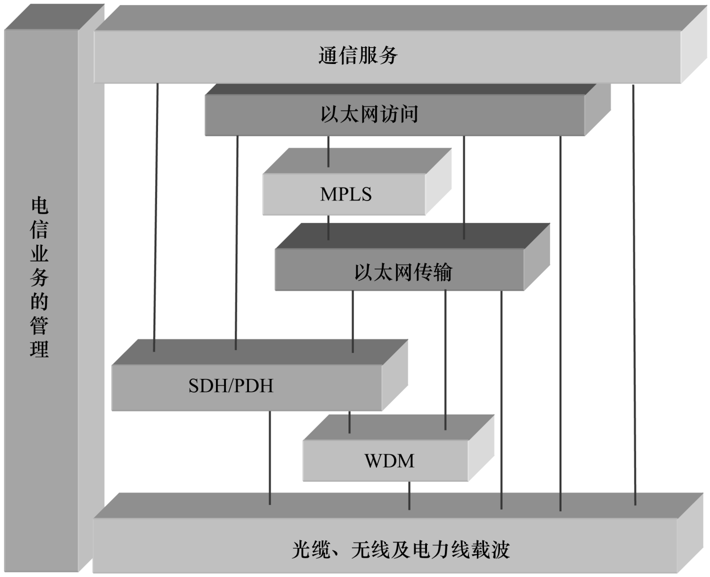


图 3.131　通信网络的网络架构（Power System Telecommunications-A new landscape，M. Mesbah，Areva T&D Application Note，January 2009. © Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

3. 依靠波长多路技术的服务分离

另一个在电力公司中使用来分离多重网络的通信技术是波分复用（WDM）技术。WDM 技术正成为分离以下通信量的安全廉价的方法：①相同光纤上共同运行的网络；②SONET/SDH 多路复用网络和 MPLS/Gbit 以太网络；③保护延迟通信和其他通信。

4. 无线技术和已有通信技术的使用

供电公司通常有包含大量的站点，这些站点中只有相当小的传输需求与监视和控制有关。而且分布继电器并不总是相通的，如果相通的话，它们不存在严格的时间约束。由于很少或者没有需要雇佣人员的装置，分布式企业在操作侧有大量机动人员。

这些问题通常支持分布式系统中不同的无线通信技术：电力公司操作的专业移动无线通信（PMR）或者从服务提供商（GPRS、VSAT、WiMAX 等）处获得的无线服务。当考虑通信服务提供商时，若发生大故障例如持续的电力中断，评估操作员能够继续提供服务的能力就显得至关重要。

3.6.5.4　无线网络的网络安全

2008 年，美国联邦能源监管委员会（FERC）公布了八项新的关键基础设置保护（CIP）可靠性标准，旨在保护大部分电力系统，防止网络安全问题带来的潜在破坏，这些标准提供了针对关键网络的识别和保护的网络保护框架。这八项网络安全标准用于以下地方：关键网络安全设备的识别、安全管理控制、人事和培训、电子安全范围、

关键网络设备的物理保护、系统安全管理、突发的报告或响应预案以及关键网络设备的恢复方案。

与这些 FERC 需求相关的一个关键概念就是建立一个电子安全范围来保护智能电网网络元件。电力公司可以根据这些范围定义数据传输的网络通道。

在 WWAN 中实现这些电子安全范围的方法之一是在使用已被定义的接入点名称（APN）的移动网络中定义安全标准。这些标准使电力公司能使用经授权的加密功能，从 AMI 到核心信息技术（IT）传输数据都适用这些标准。3G 网络中 APN 的实现使得利用继中帧电路或者 MPLS 连通性来形成从无线网络到电力公司的核心信息技术基础设施的结合成为可能，并提供了多重安全等级和接入控制，以及许多电力、天然气和水利公司都能获益的加密技术。例如，所有使用无线接入网的移动设备的数据流量都要被加密，然后将核心网络服务点与提供电力企业连通性的核心网关接通。在商业载体核心网络中的网关层，特定的 APN 片段在 2 层 VLAN 中进行交换，然后通信量进入一个 MPLS 虚拟路由设备（Virtual Routing Facility，VRF）中，VRF 使用连接路由来维持通信量与用户企业系统的隔离。

电力公司应该尽力识别和校正网络元件的缺陷和曝光程度。在智能电网调度环境下，安全问题一定是包容性的、循环的和严重的。

包容性的安全：为了解决智能电网元件的安全需求，电力公司必须考虑网络领域的曝光程度和缺陷，以及包含企业内部网（上述各项领域）、网络连通性、确定的通信链接和无线连通性的辅助智能电网基础设施。识别这些跨域缺陷的包容性的方法是必要的，因为任何领域中的曝光可能会导致其他领域中智能电网网络元件的开发利用。

循环型的安全：由于存在与智能电网相关的潜在的大量网络基础和元件，电力公司必须调度自动化的和集中的安全事件管理和控制系统，这个控制系统应该是集中的，并且有大的包容性的环境意识。这意味着电力公司必须处理综合的安全管理和应急反应控制。这些安全控制将提供流向一个可以反映和处理关键故障及紧急动作的中枢位置的大范围的警报。如果没有这种类型的循环态势感知和集中控制，缺陷可能被利用，与智能电网网络元件相关联的安全事件可能会在没有适当的响应的情况下发生。智能电网网络元件的安全问题是一个当前的趋势，到目前为止，意味着操作系统、应用、浏览器、网络接口、接入控制列表和其他智能电网网络元件必须不断更新和做出相应保护措施。因此，对于电力公司来说，保护网络元件绝不是一时的或一个周期的事情，而是保证在问题发生前不断更新和做出主动保护的持续过程。

积极进取的安全问题：电力公司必须尽力维护用于智能电网网络元件保护的资源。通过运用能够提前察觉出网络安全问题的知识型人工智能系统，电力公司必须积极遵守标准并且能够有所突破。智能电网安全问题一旦发生，则必然造成破坏且无法挽回。问题过后，电力公司必须获得对应安全事件的管理结论。因此，对于电力公司来说，预测可能的安全问题并且在事件发生前通过积极投资来得到解决措施，无疑是正确的策略和商业意识。

3.6.5.4.1 功能区域

为了计划和调度安全的智能电网无线通信系统，电力公司需要对网络有一个全新的功能视野，并且合理地将智能电网 WWAN 元件分割成 5 个区域。这些区域与蜂窝网角度下的 3GPP[26] 标准是一致的，且包含如下内容：①智能电网移动装置；②智能电网空中接口；③载体核心网络；④电力公司核心系统连接；⑤电力公司的企业区域。

智能电网网络视图的第一个区域包括无线断电装置，或者为智能电网用户提供服务的移动站点（类似于电动车辆）。在 3GPP 这个专业术语中，移动装置被称为用户装置（User Equipment，UE）。这些移动装置有一个用户身份模块或者作为装置的同一性机械装置的 SIM。SIM 包含可编程的识别信息，例如国际移动站编号或者 IMSI、SIM 密钥和识别算法，以及国内短信服务（SMS）编号，SIM 也可以存储用户名字、编号以及接收短信清单。

包含这个区域的装置是在整个智能电网安全结构体系中用户唯一可以干预的元件，这些元件安装在室内，用户可以操控它们。假如装置失去保护能力，用户可以访问受保护的数据、下载不安全的软件、删除本地存储密码、关掉本地识别功能、移除或禁止不安全保护，甚至可能取回用户名和密码。基于上述原因，保护和监视的政策和网络安全措施、执行政策以及电力公司的智能电网控制装置显得尤为重要。在这个区域提及 LTE 和 M2M（机器到机器）调度是有价值的，特别是正在进行的关于 M2M 通信识别模块（MCIM）的工作，类似于“软件 SIM”。

智能电网网络视图的第二个区域是空中接口，由 WWAN 中的基础发射站点组成。在 GSM/HSPA 环境下，这些基础站点被称为 Node Bs（无线电广播设备）并依附于无线网络控制器（RNC）。3GPP 将 Node Bs 和 RNC 的结合作为全球陆地无线接入网或者 UTRAN。UTRAN 工作时与服务支持点以及移动转换中心密切协调，移动转换中心是早些时候会用来为消费者和地方纳税人提供智能电网数据连通性的基础功能的。UTRAN 维护和管理依附于无线网络和特殊的访问维护程序（电力控制和切换管理）的智能电网空中接口协议。UTRAN 与核心服务点联系来鉴别使用者并提供空中接口加密。

无线领域的术语“空中接口”指的是从无线设备到网络基站的声音和数据的传输，同样指从无线设备到其他用于识别和传输的网络分段。空中接口分段是一个独立的功能区域，由于用户在移动，空中接口分段不在载体的有效控制下，所以一般不被包括在载体分段中。例如，携带属于某个无线载体的 SIM 的移动无线装置会移动到其他载体提供服务的地理区域。这些载体或许有移动协议，但是 UTRAN 的安全问题归属于各自的载体。

不管对运行各自 WAN 的电力公司还是与移动伙伴共同工作的商业网络载体来说，维护空中接口都是一个关键的责任所在。虽然电力公司往往是国有的，但应该指出，世界上超过 90% 的商业无线载体遵从 3GPP 空中接口安全标准。

保护智能电网数据传输的一个重要安全途径是在空中接口层和应用层进行加密。在空中接口层，基站或者 Bs 点与移动智能电网无线终端设备之间的智能电网数据要被加密。

在高级 3G 网络中，在完成身份认证和密钥协商后，网络和智能电网无线终端装置会采用一种称为 Kasumi 的密钥生成算法计算出一个一次性（每个会话中使用一次）的 128bit 加密密钥。一旦得到加密密钥，无线终端装置和 3G 网络之间的通信就会被 Kasumi 算法加密，它比任何其他 2G GSM 专有的算法都要强大。3G 网络中可行的无线智能电网装置的鉴定是两步走的过程，装置（如电表）先鉴定网络，然后服务于电表的商业载体鉴定网络的使用者。

智能电网网络视图的第三个区域是核心移动网络或者载体分段。一旦智能电网装置通过 WWAN 的验证，网关支持节点或者 GGSN 上就会产生一个数据工作区或者包数据协议（PDP）工作区。GGSN 在商业无线载体和电力公司的核心企业网络接口之间充当了网关的角色。空中接口 UTRAN 和核心网络接口之间的所有数据包通过网关 GGSN 退出。GGSN 通过许多连通性的选项为电力公司企业信息系统网络提供 IP 服务。这些选项包括互联网连接、安全的网对网 VPN 连接、专用帧中继电路或者 MPLS 云连接。支持智能电网网络的商业载体对于保证用户的迁移或存储在载体网络中的机密数据的安全是可靠的。这包括停滞的和已归档的数据，以及消费者的所有个人数据，比如说账单信息。

这种模型的连通性分段包括网络元件，以及连接商业载体核心网络和超出载体控制范围的电力公司企业网络的网络环路。就像前些年被提出的，普通的连通性分段包括有或没有 VPN 的互联网、继中帧环路以及 MPLS 云连接。

企业分段包括电力公司的后端办公和位于企业内部的核心 IT 系统。电力公司要负责环形防御和其他分段中的安全系统。

3.6.5.4.2　应用区域

尽管将智能电网无线通信分为五个功能区域是很有帮助的，但为了理解网络的功能视图，需要一种不同类型的分析方法来了解智能电网网络元件的网络应用结构体系。为了简化分析，Todd Allen 发明了一个八层的模型，随后 AT&T 公司的 Art Maria 做了进一步的完善，使它适用于电力工业。这个架构最开始被用作 AT&T 公司的无线参考结构，现在已适用于电力产业。Allen/Maria 模型可以处理组成架构的元素，这些元素存在于通信连接一端的智能电网用户和装置，以及用户希望进入的另一端的电力公司企业应用。

Allen/Maria 模型的第一层是用户层。由于无线终端用户是模型的最薄弱一环，电力公司必须出台政策以保证无线终端设备的安全。如果不执行这些政策，那么安全将仅仅是指导方针而不是规则。大多数情况下，遥测终端设备（比如智能电表）不允许终端用户访问。在智能电表等装置提供进入室内网关的情况下，终端用户必须小心操作，严格执行安全标准。

Allen/Maria 模型的第二层是设备层。如果没有实行强安全控制，像电表、温度调节器以及其他需求响应单元会面临无线智能电网应用中的最大的安全风险。如果设备不能被合理保护，将会提供进入已存储数据或者设备连接的电力公司企业系统数据的通道。因此，电力公司必须评估无线终端设备中的安全软件类型。依靠终端设备的性

能，用户鉴别的附加层，加密和设备管理必须被完成。除此以外无线载体还负责这些层的安全控制。

考虑人为因素是实现成功调度和采用无线安全体系结构的重要部分。根据情况，安全政策可能会促进或者妨碍接受。安全政策越干扰用户，他们就越试图去避开它，这更凸显出政策执行的重要性。

模型的第三层是网络层，这一层的身份识别和加密原理使电力公司建立电子安全周边成为可能。

模型的第四层是展示和接口服务层，提供了智能电网网络元件的管理操作。例如，无线电表通过无线网络与一个或多重网关连接。这些网关被认为是前端系统（Head-End System，HES），控制单独设备。前端系统与电表数据管理系统（Meter Data Management System，MDMS）进行交互，MDMS 可以管理多重前端系统并且提供全面的系统管理、控制和电力公司的 AMI 数据连接。HES 和 MDMS 在无线智能电网体系结构中是这一层的重要部分。前端系统和电表数据管理系统必须提供附加的鉴定层、应用控制以及加密技术来降低安全问题出现的风险。

模型的第五层是商业服务层，它为电力公司连接的智能电网网络元件提供了管理控制服务。这层的元件最可能位于网络控制中心内，提供第四层 HES 和 MDMS 以及电力公司的后端办公支持系统之间的逻辑接口。

模型的最后三层紧密联系，形成了电力公司后端办公以及 SCADA 控制系统的框架部分。包括应用服务层、数据服务层以及数据资源层。

应用服务层包括例如 AMI 服务系统和其他与电表数据管理系统交互的应用系统，这层同样包括提供中断管理系统和消费者账单的应用服务主机。应用服务是基于网站的服务，使用标准的网络服务界面，或者依靠中间软件服务。它们通过类似于 net、HEEP、MV90、SOAP、ODBC 等应用程序接口（API）与数据服务层进行通信交流。数据服务层提供了一个便于存储消费者信息的数据仓库。

由于电力公司承担着创造并保持安全环境的压力，所以需要从一个相对封闭的系统向可以允许数以百万计的终端发送信息或者从电力供应商获取信息的系统过渡。这提高了保证安全和隐私的需求。风险来源于多种多样的来源和动因，结果是破坏了商业进程并提高了成本。21 世纪的防御行为不应该是一成不变的，而是获得最佳隐私保护和网络安全实践的解决方法。

3.6.5.5 管理和组织的挑战

向整个新的智能电网范围内的电力公司的运行应用提供通信服务，存在改变管理和组织规模的问题。根据供应服务的模式不同，需求有很大的不同。

已获得的服务模型中，这代表了更大范围的合同，因此需要与供应商谈判的新理由，同时也是一个重新定义关于通信服务的有效性和连续性的 SLA[⊖]的机会。同样需要

⊖ SLA（Service Level Agreement，服务水平协议）是服务合同的一部分，服务合同定义了服务的等级。在通信方面，这可能包括最小数据比率、服务的有效性等。

新的方法来评估 QoS 以及 SLA 合同需要保证满足的内容。

在操作电力公司的专用通信网络环境中，通信服务数量的大幅上升需要重新组织通信配送结构。以前，服务管理无非是一些通信 O&M 组、SCADA 管理员以及变电站人员之间的电话交流，相关部门数量的急剧上升意味着一个完全不同的“服务使用者/服务供应者”管理模式，服务管理的任务必须是明确的、有条理的。

规模变化的第一步是正式定义一个“两级”体系结构，将核心通信服务与使用核心通信资源的不同应用网络分隔开来。然后核心网络基础结构的管理成为“核心服务供应商”的责任，“核心服务供应商”有面向每个电力系统应用网络的 SLA 义务。核心服务供应商通过“服务面板”通知服务用户通信服务的有效性和性能，“服务面板”组成了服务的“态势感知”的基础。

3.6.6　智能电网通信：集成路线图

对于智能电网来说，面向通信区域有很多挑战，其中最难的是获取通信开始的具体位置，电力公司需要协调短期需求（执行国家法规的 AMI 调度，适应不断增长的智能可再生发电）和长期的需求（预测未来通信需求，沿着价值链提供保护）。电力公司经常在缺少明确的长期利润预期的情况下被诱惑去大量投资 AMI。他们可能在不知道危险存在的情况下被迫追随通信技术的主流。为了建立一个可靠、有弹性和安全的通信基础结构，电力公司必须首先从定义他们自己的智能电网路线图开始做起，这是一个整体的方法。

通信的改变会影响到电网传输链条的所有阶段，为了满足新的需求，不同的解决方案已经存在、被部署或者正在被开发。不同的电力公司的通信需求是不一样的，依据包含以下大量的因素：

1）通信终端点的密度——覆盖的地理区域和站点间的距离有很大差别，根据是电力传送系统（产生、传输、分配）的部分、地理延伸和国家规模（例如欧盟相对美国）以及人口分布（例如城市、郊区和农村）。

2）电力网络拓扑——配电网大量存在并且服务于大量人口的地区，例如人口密集的城市，中低压配电变压器上的包含低压电力载波的集线器和指向中心平台的回程系统构成了一个合适的两级通信解决方案。另一方面，对于面积广大、人口稀少的农村地区的配电网，使用无线方法的一级通信结构更加合理。

3）电力网络设备情况——由于这些年的投资，某些网络对基于环境的设备监视需要可能比其他网络更突出，需要创造环境来满足与设备所在地通信的高要求。

4）当前电力网络中以及在可预期的将来规划中的分布式电源的数量——目前很多欧盟国家都立法鼓励小型可再生电源（太阳能电站、独立的风力发电、小型生物质能电厂）的发展。与这些电站之间的双向通信不仅仅为了测量这一目的，而且涉及电力系统的安全稳定运行。

5）人口和工业的增长以及随之而来的电网的延伸规划——在世界上很多地方的完全上意义的居住的和工业的复合体都基于能量自供原则（例如微网），它们与外部环境有集中的智能的能源交换，因此相当依赖通信的作用。

6）管理环境与立法——人员安全问题、关键的基础结构站点的安全和监视、电力传输失败的可能性、有可审查的恢复计划和工具的灾难应急反应，同环境风险监视等问题在很多国家都是热门的立法项目，这使得网络的进一步“智能化”以及更加广泛的通信成为迫切的需求。

对于很多电力公司来说，智能电网的含义往往局限为智能计量，本地监管机构经常施加压力促使电力公司采用AMI，然而AMI仅仅是几个信息分享通信区域中的一个。表3.11概括了主要的智能电网应用、相应的数据通信需求以及潜在的通信技术。

表3.11　智能电网应用的通信要求

智能电网应用	高水平通信需求	待选的通信技术
家庭局域网	关联电表及用于需求响应和能量效率应用的家用电器	宽频电力线载波（PLC）、Wi-Fi、无线传感器网络（WSN）、无线个域网（WPAN）ZigBee技术
AMI（最后一英里）	用户电表连接到集线器上，集线器转发数据到用户关联管理平台和分布管理系统（中断管理）	窄带电力线载波（NPLC）、GPRS（低需求）宽频PLC、回程入户光纤（FTTH）
客户端访问（不经由电表）	家庭网关或者能量服务节能盒（与服务器相连）	公用互联网
配电网自动化	连接MV开关和控制平台（SCADA）	无线、卫星、光纤、免授权的扩频无线电通信
微网管理	局部微网管理（LV或者MV）以及DR/DG局部优化的新的特殊体系	无线、PLC
配电网设备监控	MV/MV和MV/LV设备（变电站）的IP连通性	宽频PLC、无线
分布式发电（太阳能、风能、生物质能等）	作为SCADA RTU对待或者通过电表	宽频PLC/无线、卫星、免授权的扩频无线电通信
变电站自动化	变电站数字化	实时过程总线、IEC 61850
大型可再生能源发电厂（离岸风电场）	声音、视频、控制、监控、SCADA	光纤、微网、UHF等
传输设备监控	HV变电站的IP和网络服务	包含安全架构的鲁棒性以太网和IP路由
输电网广域监控	变电站到PDC的IP连接	鲁棒性以太网和IP路由，特殊的通信架构
输电网自动化（W.A.保护和控制）	可预测时间的广域以太网	SONET/SDH上的以太网以及时间控制
HVDC通信	长距离低容量通信	长距离光纤连接

注：源自© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved。

无线解决方案正在被越来越广泛地应用。无线通信的一个主要优势是，在很多情况下，相比有线解决方案而言，无线通信更简单并且成本更低。例如，分布式电网中

每个现存二级变电站安装光纤设备代价高昂，从技术角度来说，新技术如 LTE 允许通信系统提供高带宽、低延迟的需求，这在以前是不会出现的。

智能电网中的通信网络必须能使电网自身的交互以及与用户的交互变得更容易[27]。首先，必须充分利用与实时通信整合的先进的传感器进行建模和仿真计算。为了便于系统操作和管理，这些功能必须是可视化的。其次，智能电网通信系统必须在加强数据传递、控制中心操作以及保护方面加强输配电系统功能。再者，通信功能必须有助于解决从发电机到用户端的电网阻塞问题，从而增加电网潮流、增强电压支撑以及可靠性。同样，人们也希望与消费者的连通性可以提供增值服务，因为消费者是智能电网的最终用户。这必须将批发市场结算，即电力交易的归属和结算这一概念下降到零售水平。对于智能电网来说，趸售和零售交易时确保资金到位是至关重要的。

3.7 监视和诊断

Mike Ennis 和 Mirrasoul J. Mousavi

就最广泛的意义而言，智能电网的监视和诊断需要三个基本要素：数据、智能算法和通信。数据由传感器及传感器所构成的系统提供，包括智能电子设备（IED）和开关控制器。智能化由数字处理器提供，被指派基于特定的算法对传感器数据执行一定的操作。通信则要求将所得到的监视和诊断智能在适当的时间、以适当的格式传递给适当人或设备。这三个基本要素也是当今控制和监视系统的基本结构，但在智能电网时代，它们需要在功能、性能和高覆盖率（包括终端用户）的电力传输链方面有极大的提高。更重要的是，人们希望看到每一个系统和设备都有智能化输入，加上通信的重要途径，从一个局部的 HMI 延伸到一个宽带 IP 或者光纤网络。

近年来，测量和仪表方面所取得的巨大进步很大程度上归因于集成电路技术的进步、低价模拟和数字器件的出现以及高效微处理器技术的发展。因此，传感器和传感器系统的性能、效率和费用已经得到了很大的改善。国内和国际标准的出现，加上通信技术的进步，为进一步的发展（如无线传感器网络）和更多的应用范围（如智能电网监视和诊断）铺平了道路。

智能传感器由很多集成传感器在同一芯片的运算组件组成。这些传感器有某种形式的智能，能够提供额外的功能，而不仅仅是传递原始信号和利用通信技术实现遥测和远程操作/报告。就地装置将不得不越来越多地传输信息（而不是简单的数据），否则另一侧将随之出现数据瓶颈，这是通过输配电网将状态量数值传递给运行人员能力的一种折中。自动化、可靠性、在线和离线分析系统需要与传感器/传感器系统连接，以支持智能电网的监测和诊断程序。

3.7.1 体系结构

智能传感器技术使关键变电站和线路设备（包括变压器、电缆、断路器、电容器、开关和套管）的状态监视和诊断成为可能。这些传感器利用数字数据实现监测和诊断目的，针对不同的资产和监测要求，可能包括常规和非常规电压电流测量和温度读取。

配电线路上的故障通道指示器就是智能传感器的一个例子，它能够感知过电流状态，并将故障电流所对应的通道传递给就地和远程的人力或者机器操作员（见图3.132）。



图3.132　带有嵌入式智能和通信的传感器系统示例（© Copyright 2012 Grid Sense，Inc. All rights reserved）

这些传感器由一个中央处理单元提供超出常规传感器的功能，它的实现是通过将智能化原始数据处理嵌入到动作指令信息中，能够触发补救和预测操作。它是传感器、智能化和信息通信的混合体，而不仅仅是数据，这使它们得到了“智能”的美誉。针对不同的复杂程度，它们可能执行很多相应的功能。这些功能在图3.133中描述，包括：①物理量的基本检测；②数字化和存储；③中央处理单元的原始数据处理和分析；④就地和远程通信；⑤就地和远程人机接口。

这些传感器可能是独立的设备，或者被集成到多功能IED中。为了传递最佳数值，这些传感器系统根据可用的结构和应用环境，可在三个层次部署。

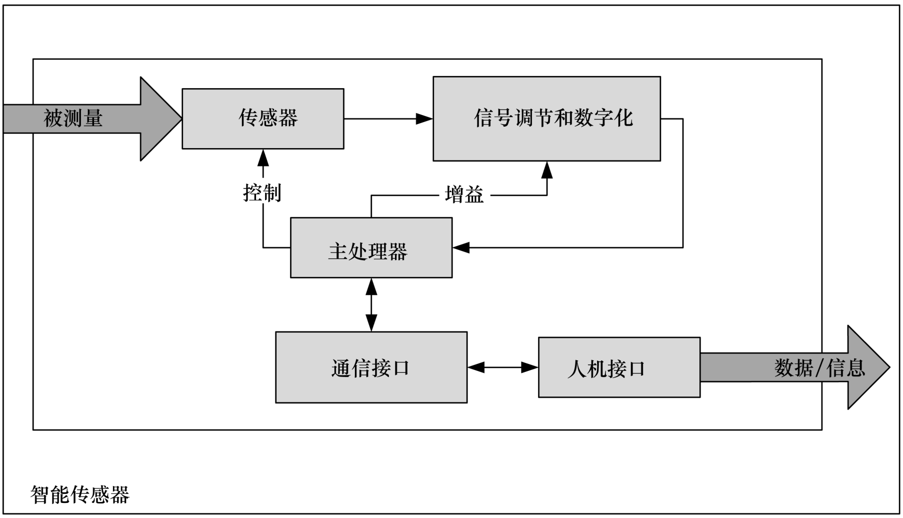


图3.133　智能传感器框图

3.7.1.1　层次1：就地层次

所有的智能传感器功能（包括检测和分析）对于其所监视的设备而言都是就地的。传感器是一个独立的设备，带有用于就地信息处理的嵌入式智能和就地/远程通信（见图3.134）。在终端电线杆上的可视故障指示器就是这一层次传感器产品的一个例子。单独用在变电站内部的变压器监视器则是另一个例子。

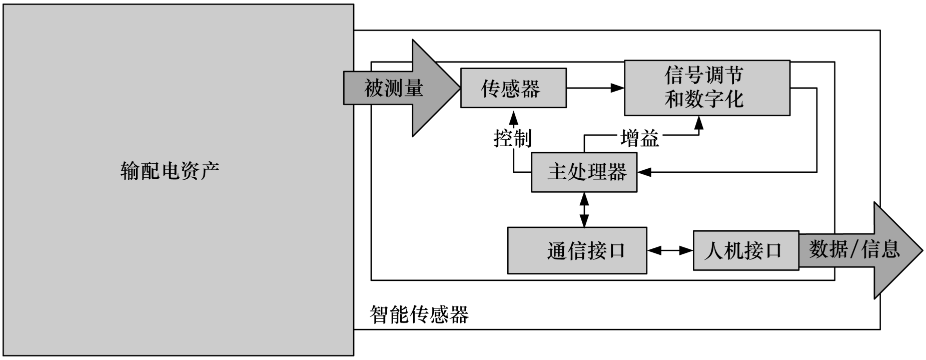


图 3.134　层次 1 的监测和诊断

来自这些传感器的信息和数据可能松散或者紧密地集成到馈线和变电站自动化系统中。当完全集成时，这些传感器组成自动化解决方案的一个整体部分。这是迄今为止智能传感器最常见的结构，而故障指示器则是目前应用的最常见的传感器。这些传感器与运行和自动化系统在更高层次的整合是今后的发展趋势。

3.7.1.2　层次 2：站/馈线层次

在这一层次的监视和诊断涉及实际上是分布式系统的智能传感器，这些系统远程访问变电站外部环境的传感器测量。在这些系统中，传感器功能是分布在物理位置能够分离的系统元件之间。通常的结构包括检测和测量，它们将信息输入到一个计算环境（如变电站计算机）中进行分析和解读，如图 3.135 所示。

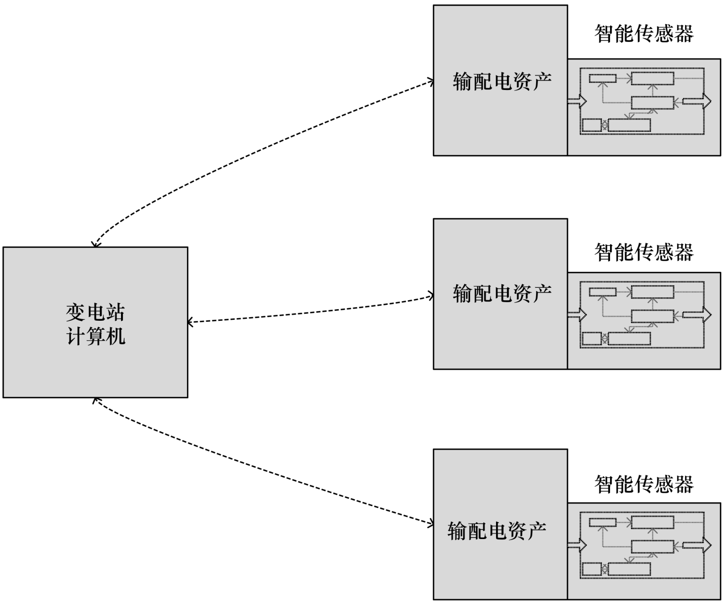


图 3.135　层次 2 的监测和诊断——分层拓扑

既然智能电网包含了分层的和分布式的传感器，图 3.136 所示的拓扑也是可行的。在图 3.136 中，变电站计算机充当了监控或者网关的角色，但同样认为这样一个网状拓扑可能和第三方设备有关，例如由电能服务提供者运行的设备。在这种类型的网状拓扑中，通信产生在基于系统需求的点对点之间，而不是来自于主控制器的轮询周期。

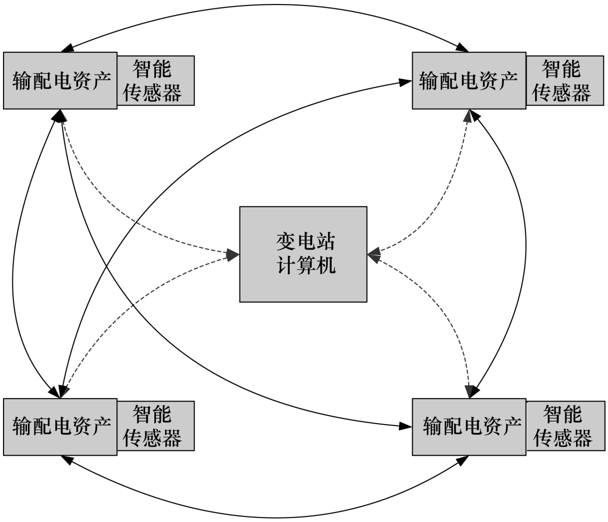


图 3.136　层次 2 的监测和诊断——网状拓扑

3.7.1.3　层次 3：中央控制室层次

若要开展全系统的监视和诊断，就要求控制室层次的结构，来自于现场传感器的信息和数据被聚拢到中央资源库，以支持实时和后台业务的应用，图 3.137 给出了相应的解释性说明。

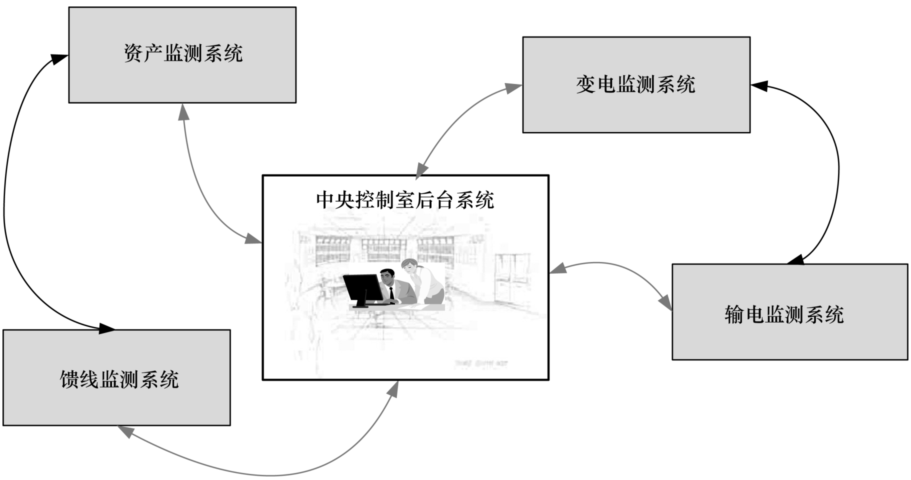


图 3.137　层次 3 的监测和诊断（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

对于输配电资产管理应用，数据资源库需要经过一个独立的应用程序进行数据的更新、检索和报告，这个应用程序具有客户端防火墙内部的服务器，且与外部测试数据系统（如 DOBLE、POWERDB 和 Hydran）、移动计算机和手持设备进行接口。

这种结构向运行和检修部门赋予了基于实时和历史数据的决策支持。这样的决策支持系统通过应用模式识别和智能算法而提供了资产状态的诊断功能，能够使资产数据管理系统执行基于可靠性和预测的检修。这样的结构应该设计成能够无缝集成到其他的企业系统中，如工作管理系统、库存系统、财务系统以及用于法规遵循之用。

3.7.2　无线传感器网络

大部分的输配电资产位于输电或配电变电站内，其他的系统设备则从变电站向外延伸或者位于变电站外部。不管位置如何，安装在这些设备中的传感器和传感器系统必须有发送和接收信号的通信能力，或者能够进行远程诊断。

通信和接口技术的配置依赖于特定传感器或传感器系统的应用和要求。大部分系统配置了 LCD 屏幕、RS232、RS485 和以太网接口；随着不断地研究和发展以求性能上的改进，无线通信也被发展并运用在某些具体应用中。成捆的导线和光纤电缆在大多数硬导线连接传感器中是常见的，但这种趋势正在发生变化。昂贵的安装成本、长期的检修费用和传感器部署数目的限制正阻碍着有线传感器的广泛应用。而无线传感器网络则能够消除这些限制，从而提供更有吸引力的传感器解决方案。

一个无线传感器网络通常由一定数量的传感器组成，它们之间通过基站、网关或者点对点连接形成星形或者网状拓扑结构而互相连接。在每个传感器节点收集的数据，可能经过预处理，然后直接或者通过网络中的其他节点发送给基站。然后，所收集的数据经过网关连接发送给系统。最新的无线传感器网络技术发展使得人们可以构建单一的传感器组合，将传感器、无线电通信和数字电子集成到同一个集成电路中。这种紧凑设计可造成费用的大幅降低，也能使低成本的传感器利用低功耗无线数据路由协议进行相互通信。

在无线网络中，无线连接设备是最耗电的元件，其特征可以通过运行频率、调谐方案和与系统的硬件接口进行描述。市场上有许多低功耗的无线电专用芯片，基于标准的无线电接口，能够使不同厂家的网络相互间具有互操作性。

现有的无线电标准包括 IEEE 802.11x（局域网）、IEEE 802.15.1 和 2（蓝牙）、IEEE 802.15.4（ZigBee）和 IEEE 1451。公共载波通信网络现在也开始开放，可用于中等距离的通信。

对于短距离无线检测应用，IEEE 802.15.4 具有很多对于其他无线方案而言能被用作基准的特性。IEEE 802.15.4 标准规定了 20kbit/s、40kbit/s 和 250kbit/s 的多数据速率，分别对应于 868MHz、902MHz 和 2.4GHz 的传输频带。2.4GHz 频带本质上是全世界免授权的，因而也是最有吸引力的频带。通过容纳更高的数据速率，它能够减少传输时间，并随之而降低了无线电的功耗。这给包括智能电网在内的很多领域的监测应用提供了一个长期和可能免维护的网络。

很多公司正合作开发可靠、性价比高、低功耗的无线网络化产品。例如，ZigBee

联盟推动了用于家庭/楼宇监视和控制应用的基于开放的全球标准（IEEE 802.15.4）无线网络应用。随着智能电网的主动铺开，对于很多包括消费者活动区域在内与电网监测和诊断相关的很多应用领域，无线传感器网络将成为一个完整和关键的部分。然而，在这一快速发展的领域，提出新的解决方案必须一直牢记在心。DASH7（ISO 18000-7）、Wibree（蓝牙低功率）和ZigBee的UWBPHY应用都有潜力，在低功耗、短距离无线传输领域能打开新的商机。

3.7.3 诊断

输电和配电设备的监测和诊断大量地使用传感器和传感器系统来实现各种功能，从基本的告警到在线和非破坏性状态评估。变压器、有载分接开关、调节器、断路器、重合器、高压和中压真空/SF_6开关、地下电缆、架空线路、开关电容器、电抗器、避雷器、绝缘子、分流装置、电池、电池充电器和电力电子接口，这些是主要的电力系统资产，可能装配了某些类型的传感器和传感器系统进行连续的监测、诊断和实时的资产管理。电力设备的总价格及其故障风险通常决定了所建设监测系统的需求、复杂性和特性。电力系统中的一些元件可能不需要装设监测系统，但参与智能电网通信的每一个设备都应该配置用于测量、监视和控制的传感器。

图3.138列出了最常见的传感器和应用领域。支持监测和诊断的传感器和传感器系统包括从常规的CT和VT到当前最先进的光纤和声敏元件等各种设备。这些传感器用于测量和检测物理特性，如电流、电压、温度、油中气体、油中湿度、声波、振动、压力、天气参数、UHF和RF波形、水、热剖面、运动、距离、X射线、移动和腐蚀。在性能和成本上的不断改进可望继续加快各种传感器的全面部署以实现智能电网的进程。

这些传感器特别支持以下应用：

1）电缆诊断和预诊断；

2）高压电缆的水渗透监测；

3）电力变压器和电缆的PD检测、定位和监视；

4）电力变压器和配电变压器监测；

5）输电网监测：① 导线稳定实时监测，② 资产健康度监测，③ 输电走廊的电压失稳监测。

除了监测和诊断领域，从这些传感器收集的数据可能用于支持其他的系统功能，如无功的管理、设计的改进、实时控制应用、变压器的动态载荷、触发高级的诊断和离线应用。

在智能电网时代，无处不在的传感器和测量点将强化系统元件的态势感知和监测到电网的“最后一英里”。这反过来意味着更多的数据和处理过程的需求。如今，实用程序的环境已经被现有系统所收集的数据挤满。因此，新增数据点将进一步恶化这种情况，除非数据到信息的转换过程在每一步都被考虑，这将导致更多自动化以及主动式系统健康度管理和自动通知系统的出现。

主动地提出输配电系统问题并对停电和资产故障尽快的响应能力，加上向预防性检修的转变，将是履行智能电网承诺的一个重要举措。通常，资产的检修计划是根据预定

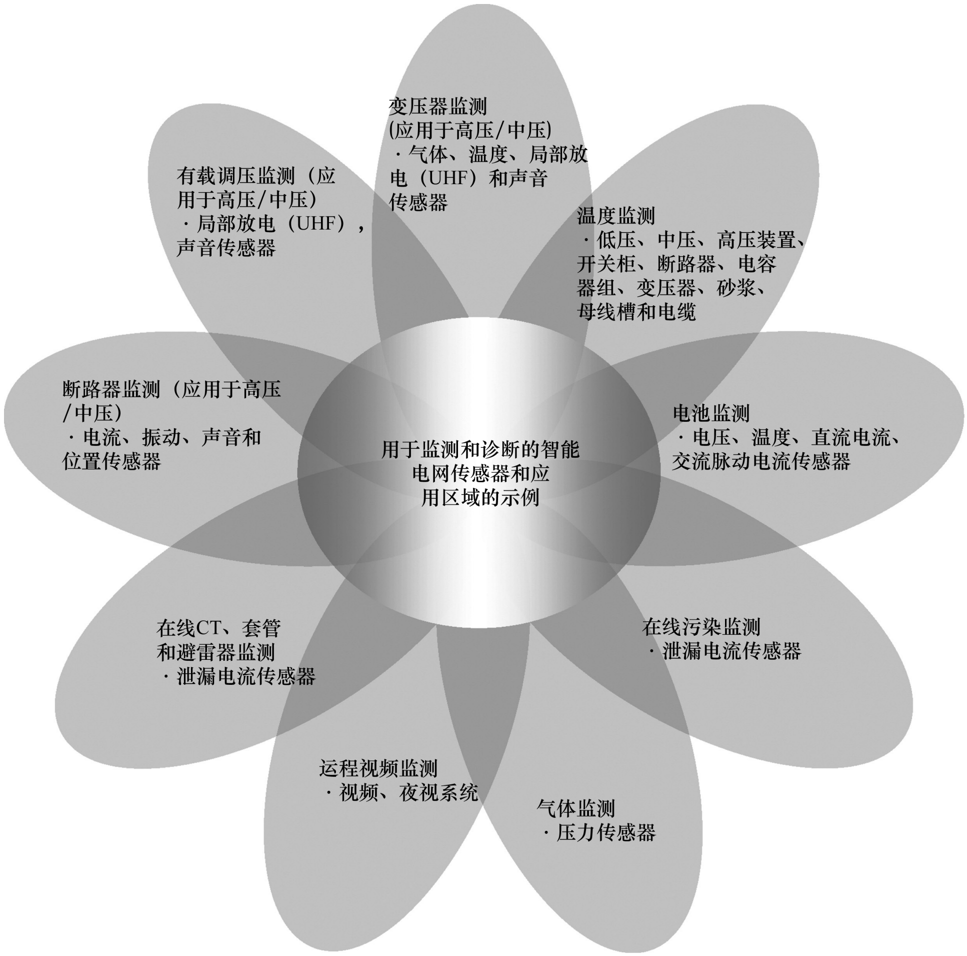


图 3.138　智能电网传感器和应用区域的示例（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

程序制定的，没有关于资产状态和健康度的具体信息。在一个自愈的智能电网中，利用传感器数据的自动分析和预防性检修技术，运行和检修部门将有能力更快地对故障做出响应，派出适当的恢复/维修人员，评估风险，并主动地处理系统问题。规划部门将相应地可以利用更高质量的信息用于升级以及长期的可靠性增强项目。

用于智能电网检测和诊断的智能机器算法存在于监督和控制结构中的不同层次。保护和控制 IED 能运行这样的算法去检测电力系统行为的异常，并识别异常的情况（例如新出现的故障）。他们能够基于这些局部分析采取适当的措施（例如断开适当的断路器），或者仅仅将故障/事件信息发送给分层结构中更高层次的实体，这可以是一个变电站计算机或者一个成熟的健康度管理系统（见图 3.139）。这本质上最大限度减少了被变电站或者控制中心计算机所收集的用于分析和决策的数据，从而使所需的通信带宽减少。

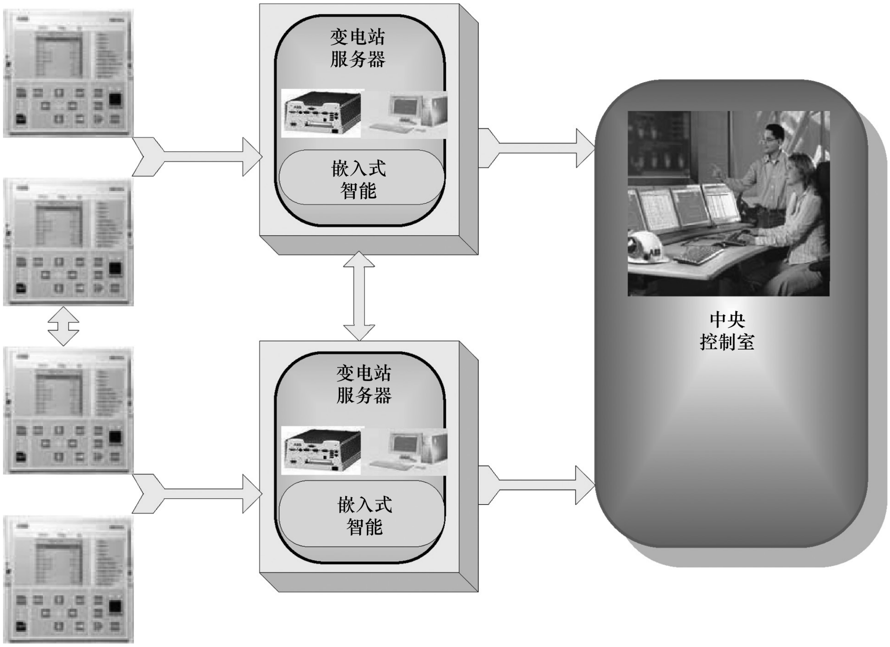


图 3.139 数据流的监测和诊断[3]（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

变电站计算机可能运行智能算法，能够在层次 2 上提供系统检测的能力，这对于没有远程通信的常规传感器系统而言是难以实现的。沿着相同的路线，智能化也可以存在于控制中心层面。每个部署选项伴随着它自己的利益和局限，这需要小心地评估，以便从所选的机构中获得最优净利润。这些方案能被调整以适应基于复杂性、可扩展性、费用、通信选项和用户偏好要求的应用。

3.7.4 未来的趋势

智能电网许多用于检测和诊断的特性要求传感器和传感器系统是可靠及可扩展的，并能被集成到自动化系统中。虽然在最近几十年里，传感器和传感器系统在大体上已经取得了长足的进步，但当用于智能电网时，仍具有继续改进的空间。这些改进的地方包括每个节点减少的代价、管理电力要求、扩展通信能力、减少占用空间、更新能力、安装/配置/校正的方便性、精确性、可扩展性、可靠性、互操作性和最后的安全性方面。未来的趋势将包括继续尝试提高传感器系统的性价比、精确性、可扩展性、容错能力、可互操作能力、安全性、自供电能力、远程可用和免维护能力等，全部都包括在企业自动化基础设施的重要组成部分中。

3.8 地理空间技术

Stephen Byrum 和 Paul Wilson

3.8.1 技术路线图

电力企业的工作具有天然的“空间性”，亦即需要在一片广大的地理区域里管理潮

流，需要知道电网中的输电线路和其他设施的详细信息，而这些信息大部分与空间有关。

自 1880 年电网广泛应用以来，人们总是需要掌握地理空间信息来帮助管理电网。电网是天然具有空间性的，总是服务于电力公司所在区域内的地理环境。电网是一个由输电线路组成的复杂网络，并由一些辅助设备控制电流在线路中的流动。要建设和管理这样的网络，电力公司需要知道电网的各个部件的位置以及它们的连接方式。要管理这些与位置信息相关的拓扑数据，并向使用者提供手段来读取和使用这些数据，需要一种能够用于处理大量地理数据的技术。

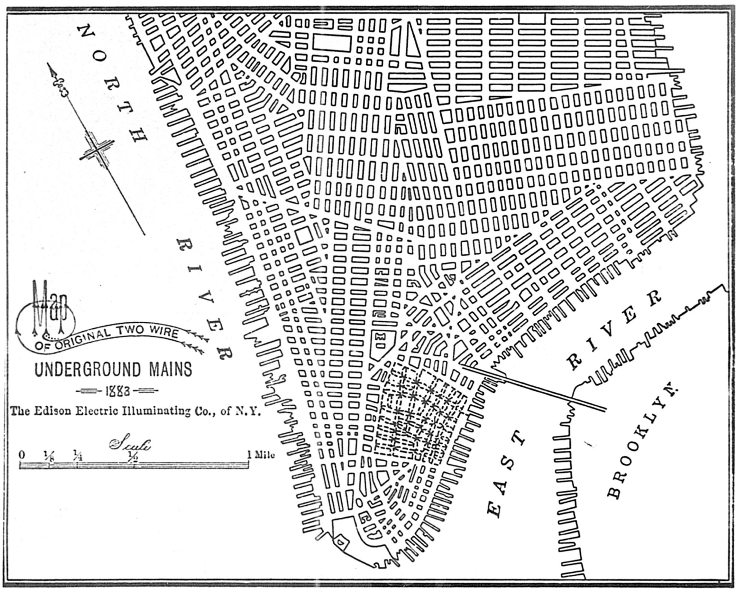
电力公司的一大部分工作是与位置信息相关的，这反映了电网的空间性。对于电网的许多运行功能来讲，每天的大部分日常工作需要访问设施的位置信息。我的设施在哪里？我的用户在哪里？可以控制回路的设备在哪里？

对于现场工作人员，“移动技术”占据了他们工作的绝大部分。在他们日常的核心工作里，有许多其他与位置信息相关的问题。我在哪里？我下一个分配的任务要在哪里完成？这条线路的开关在哪里？

3.8.1.1　纸质地图的时代

在过去近一个世纪里，存储这些空间信息的方法就是纸质地图（为了永久记录，人们可能使用更加耐用的材料，例如牛皮纸）。人们通过手工做图创建和维护这些数据。通过制作多份地图来把这些数据分配给每一个需要的人（或现场工作人员）。

爱迪生的第一个电网称为珍珠街项目，覆盖了一个很小的地理区域——下曼哈顿的几栋楼房。即使这个区域在现代的电力公司服务范围中小到几乎无法辨认，但在那个时候，为展现电网的空间信息，仍然要画出如图 3.140 所示的地图。



THE EDISON UNDERGROUND SYSTEM IN 1883

图 3.140　曼哈顿的珍珠街项目（纽约的爱迪生联合电气公司提供）

随着电力公司服务范围的扩大，绘图的难度也在增大。因为数据量增长了很多，记录下新增的线路很困难。每一个电力公司都发展了一套对地图进行组织和编目的方法。最典型的是，服务区域被分为一系列的网格，每个网格与一个被命名的地理区域相对应，并在一个地图网格里（见图 3.141）展现出来。这个地图架构要应用到现场去，基于这份地图的标号会被写到电杆和其他设备上。随着纸质地图里的内容增多，地图变得拥挤不堪，要切实解决这一问题，要把每一个地图图幅进一步分裂成几份，每份以 4 倍或 16 倍的大小重画，当然这也会增加维护、出版和分配地图的花费和工作。

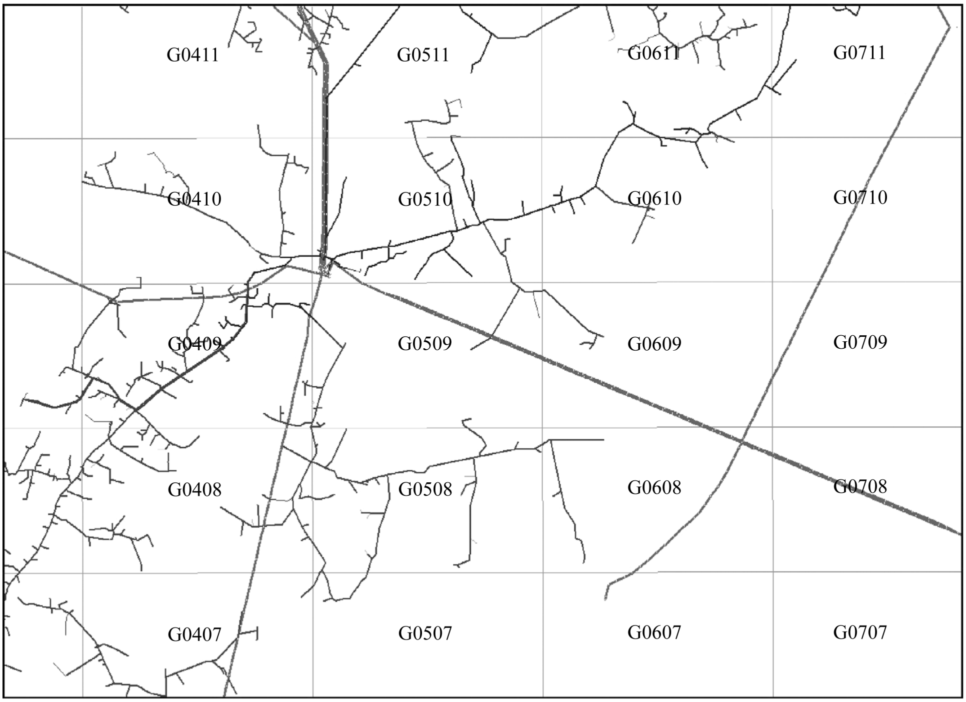


图 3.141 典型的电力企业地图网格（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

3.8.1.2 数字地图的出现

跟其他大部分公司一样，电力公司率先在后台功能（例如工资单、记账和会计）上使用计算机。从 20 世纪 60 年代末开始，一些电力公司（尤其以科罗拉多公共服务公司为代表）试验在绘图方面使用计算机技术。

以今天的标准来看，那时的大型主机是非常有限且原始的工具。然而，即使有这样的不足，计算机技术的发展显然迅速给电力公司提供了一个新的处理空间数据的方法。当来到 20 世纪 70 年代时，电力公司里使用的地理空间技术已经处于一个新的阶段：地图的数据量已远超出纸质地图的能力，通过纸质绘图已赶不上变化，人们越来越认为数字工具是一个可能的解决手段。

在接下来的两个十年里，几乎每一个大的电力公司都在计算机基础设施上投入了

大量资金。需要进行大量的数据转换工作，把已经存在几十年制图准确性问题的旧纸质地图变成可使用的数据。这需要把旧地图上的点和线对应到共同的坐标系上（纬度和经度、状态平面或者 UTM㊀）。

尽管在这个阶段，空间数据的存储从物理走向数字化，但空间数据的传递仍然依赖于纸。毕竟，那时的电网管理人员操作大型主机还不太容易。屏幕上显示地图的技术仍在初始阶段，并且花费很大。因此，重点仍然是在生产纸质地图。用于生产地图的数据可能是数字化存储，地图也可能是由数字绘图仪所绘制，但最后的结果仍然是纸质地图。在很大程度上，只是采用了更高效的方式，但最终得到的还是过去几十年来一直用的东西。通过数字存储的地图数据生产出来的纸质地图，看上去有包含更多细节和更大密度的能力，但地图里包含的信息仍然要通过纸来传递给人，没有接口或工具来更好地利用所有获得的信息。地图内容和采用的符号反映出每个电力公司使用的标准，但也给他们带来原来的纸质地图所具有的相同的准确性问题。

3.8.1.3　从地图到地理空间信息系统

地理空间技术发展的下一个阶段把重点从地图转向应用。2D 或 3D 的设施图示——地图，仍然很重要，但隐藏在地图后面的数据开始以一个不同且更加有力的方式被使用。

早期系统被用来存储地理数据，并通过地图传递数据。接下来重大的一步是把电网的相关数据不是当成地图，而是当成包含有位置、属性和拓扑信息的物体的集合。加上“属性”可以让人们检索到设备相关的信息（那个变压器的电压等级多少?）以及搜寻设备（电杆 B45806 在哪里?）。公共数据库功能通过数据集允许人们做复杂的查询（在切萨皮克湾管理区的 1000 码（1 码 =0.9144m）内，在哪里安装了 500kV 的油浸式变压器?）。建立拓扑（特征量间的相互关系）使网络能够连通，从而可以支持电流模型。这给地图数据库里的可用数据增加了一个新的维度，是电力公司网络规划和运行的强大资源。

这个变化标志着从自动绘图到真正的地理空间信息系统（GIS）的过渡。同时，这些新特征还支持设备资产的属性分析以及更多功能。CAD（计算机辅助设计）系统也在这一时期扮演了重要角色，给电网新设施的设计过程添加了更多智能。

尽管这些系统带来了深远的改变，改变了地图数据存储和管理的方式，但对电力公司的运行来说影响还是很小的。对 GIS 工具及相关应用程序的使用仅限于在这方面技术有充分训练的专家。一线使用者（现场工作人员）大部分仍然在使用纸质地图。尽管地图展现了数字数据，并且是由数字绘图仪所绘制的，但一线使用者仍然受限于使用纸质的地图信息。

3.8.1.4　在电力企业各层面的应用

电网地理空间信息技术的第四个阶段从 20 世纪 90 年代开始。台式计算机不断增

㊀ UTM 坐标系系统基于通用横轴墨卡托投影，是一种平面定位参考系统，可以为整个地球表面任何一个地方提供精确至 1/2500m 的精度（两极点除外）。

多，网络基础设施不断完善，继之以（在 90 年代末）使现场应用成为可能的便携式计算机开始出现。计算机应用软件取代了过去的纸，能够用于寻找物体、显示属性，甚至能通过网络追踪识别出故障点。丰富的应用软件使得规划和运行管理者以及现场工作人员能够使用 GIS。

地理空间信息技术已经发展成为一个真正的企业系统，把单一的地图数字化扩展成有意义的 GIS、有价值的数据资源，为企业的众多应用提供服务。GIS 对电力公司而言已经成为重要的技术，作为“真实的系统”给电网运行提供支持。GIS 的互操作性让其成为其他企业数据的集成点——资产数据库、传感器和监控设备、用户信息系统、工作管理、正常工作记录（及违规记录）以及第三方的和公共的地图资源。电力公司把负荷信息、资产、保护方案、员工位置、公共或企业地图和图像在同一时间通过同一界面显示出来。

互操作性增加了所有系统对数据准确性的需求。电网可靠性依赖于应用程序正确运行，而应用程序正确运行又依赖于准确的实时数据。报告负荷信息的智能电网设备可以给一个需求响应应用程序发送指令，但如果在资产管理系统和地理空间显示中存在不准确信息，该应用程序将会失效。

在很多方面，在电力工业中往自动化方向发展的趋势也反映了在其他行业的技术趋势。人们在工作的地方就地使用计算平台的机会越来越多。计算平台与普遍存在的移动平台和社会网络一起，把计算的力量几乎带到每一个人手里（而且，在发展中国家，它超过了传统的台式机成为主要的平台）。

在现场应用的地理空间信息工具对电力公司的运行而言很重要，因为大部分的工作都要在户外完成。设备资产和用户都在外面的现场，遍布整个服务区域，所以大部分电力公司的员工也在户外。现场工作人员的工作自然具有移动性，工作人员必须“在地理环境中”围绕电网移动，以到达经常变化的工作地点（见图 3.142）。

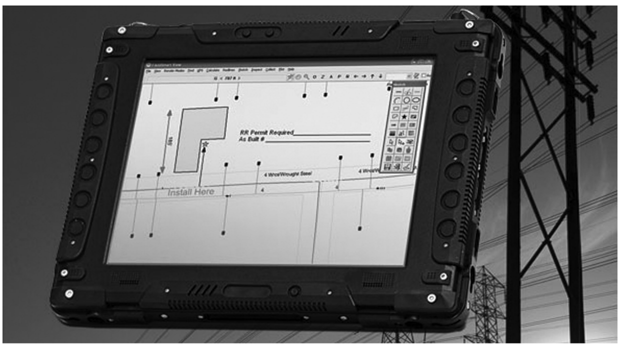


图 3.142　将地图扩展到现场区域（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

地理空间信息技术在现场的应用是值得强调的，因为它对电力公司如何完成工作有极大的影响。在数字时代的早期，电力公司可能需要在地图上做出命令指示，并追踪现场工作人员的位置。现场工作人员对企业信息的需求驱动了地理空间信息技术在

现场的逐步应用。现场技术人员通常工作在电网的一线，与用户有越来越多的接触。有以下 6 个因素推动了地理空间信息技术在现场的应用：①更少的人做更多的工作；②不断增加的工作复杂性；③安全标准的提高；④事故代价的提高；⑤对用户服务有更高的期望；⑥习惯于社会网络的年轻工作人员对技术的期待。

电力公司的老员工在这里也有主要的影响。大多数电力公司将要面临着掌握了大部分专业知识的重要员工退休的情况，这个群体实际上手里掌握着系统地图。因为这一部分的员工接近退休年龄，用强大的地理空间信息工具来帮助经验没那么丰富的员工是很有必要的。

移动应用程序一般可在短期内得到投资回报。通过在工作现场应用技术，这些系统可以结束以前使用纸质地图的循环，把工作过程真正从头到尾数字化。这消除了许多错误的来源，并加快了以前用纸质地图完成的过程。为了安全和效率，监督团队大部分时候也会在现场监督工作进行。通常监督人员是最有资格去做评估和决定的，但是现在是由来自系统的数据流做那些决定的。在现场使用从 GIS 得到的数据集和相关的企业应用程序改善了安全性并提高了效率，这个投资回报是各方面的，但以往经常被忽视而且用传统的标准很难衡量。

过去十年里，可以看到移动计算技术领域里的一个重要改变。用户终端技术的快速发展加快了智能手机的普及，推动平板电脑进入市场。个人和企业应用程序现在几乎在每一家公司里使用。因为电力公司的大部分工作要在现场完成，所以移动系统在公司运行中扮演很重要的角色。电力公司的现场应用程序要求工作可靠、时间精度高。必须精确地鉴别出那些没有进行维护的断路器或调节器，并给那些依赖于它们正确工作的系统在 GIS 中建模。这个信息现在最值得信赖的来源就是做这项工作的员工，因此现场应用程序必须在他们需要的任何地方和时刻工作。

3.8.1.5　发展中国家地理空间技术的应用

先前所讲的技术发展历程在北美、欧洲、澳大利亚和亚洲的很多地方都是类似的。但是在发展中国家，管理电网的技术则有不同的发展历程。

造成这种差异的一部分原因是不同的电网格局。在一些新兴经济体里，大型电网并不像发达国家一样普及。因此，发展中国家可以利用这个机遇，在电网的扩张阶段，利用现代工具的优势建设更加智能的电网，而不是改良旧电网。技术层面也是不同的。一些发展中国家在过去 40 年为避免硬件和软件系统发展的不均衡，发展 GIS 技术更晚。

在大部分发展中国家里，大型的路上通信线路基础设施缺乏，移动电话迅速地成为企业和客户选择的工具。新技术的发展使得人们没有必要建设旧的（或更贵的）基础设施。类似地，主要的计算平台不是台式计算机而是移动设备。平板电脑和智能手机从一开始就给电力公司员工提供了企业范围的策略，而不必再给基于户内运作的系统加上移动应用程序。

地理空间信息技术晚一些发展的一个很大的好处是跳过了很多数据转换过程。与其开展把旧设备的纸质地图转换成数字形式，修正年久的纸质地图的绘图错误，电力公司现在在新地区扩张电网的建设过程中可以直接获得电子化的设计和竣工图。

获得这些电子化数据不仅可以更加准确地得到设备资产和电网备品备件信息，还可以得到准确的空间数据和正确的拓扑连接。可以在安装设备的时候就获取这些数据以提高准确性，缩短数据库记录周期。这可以让 GIS 以最快的速度把设备真实的状况展现出来。

3.8.2 发展中的电网

地理空间信息技术在电网中应用的前四个阶段中，技术发生了很大的变化，但电网仍大体上保持不变（据说托马斯·爱迪生在他的珍珠街项目过去一个世纪后看今天的电网，将轻易地发现仍是以前的那个电网：一个单向的、相当静态的网络，少量的发电厂产生电流，通过网络将其分配到用户）。由于各种实际因素，电流往往是单向流动的，很少有系统范围的信息流。SCADA 系统有时用于监视系统主干网的全局潮流，但很难监测到用户的情况。每个用户只有一个电表——一个在用户端用来测量用户用电以便计算电费的设备。而随着智能电网的出现，几乎所有这些情况都会改变。过去静态的、单向的电网变成一个更加复杂和动态的系统。

复杂性的增加很大部分是由于地理因素。首先，以过去由电力公司控制的发电部分的几个电厂为例，它们将会被一个拥有大量能源资源的系统所替代。风电场和太阳能光伏板通常是私人拥有的，所以电力公司把它们纳入网络数据模型中会有困难。而且它们受天气所支配，而天气又是不受它们的所有者或电力公司所控制的，因此管理系统潮流将会变得更复杂。“某地”的天气信息会随着空间和时间的改变而改变，这可以帮助平衡电力系统中包含各种能量来源的发电复杂性。

在用户端也是类似的。大部分的电力公司没有把用户位置的详细信息记录在它们的空间数据中。GIS 数据模型的范围只是延伸到配电部分的配电变压器，或者有时再加上从那个配电变压器得来的用户数据连接。而有着智能电表和智能电器的智能电网是否会要求 GIS 获取配电变压器以外的位置信息？

逐步应用的电动汽车是增加地理空间信息技术应用的另一个因素。尽管充电站是固定的，但汽车本身是移动的，可以在电网的不同位置与电网连接。

地理空间信息技术对电力公司的员工也有影响。那些建设电力系统和解决运行问题的一线工作人员将会面临更加复杂的工作，他们需要更多的数据和工具来进行分析。

显然，这个发展中的电网会需要更多的地理空间数据，更需要把地理空间数据与电力公司的大量企业和运行应用程序进行集成。

3.8.3 地理空间中的智能电网

现在处于地理空间信息技术第五个阶段发轫之初。这一次，并不是地理空间技术的发展推动这个改变，而是电网本身的变化——智能电网的出现推动这次改变。

地理空间信息技术如何帮助规划、建设和运行智能电网？本节会回顾电力公司章节部分的一些应用，检验这些工具的重要性。开发重要企业应用的一个关键是保证地理空间数据的一致性。GIS 通常被认为是管理这些数据的平台——“真实的系统”，能同步满足其他企业系统的数据要求。对互操作性的关注是必要的。智能电网需要不间断的实时数据，这一严格要求对传统的 GIS 能力而言是一个挑战，它要求 GIS 不间断地

与其他应用交换数据。

3.8.3.1　核心空间功能

人们很容易把地理空间应用和地理信息系统混为一谈。毕竟，GIS 是任何需要空间数据的应用所选择的工具（而且通常也是唯一的工具）。现在这个情况已经发生了很大的改变：事实上今天电力公司的自动化装置各个部分的应用都在管理并显示地图数据。

这里关注的是软件应用。尽管这个划分多少有点随意，应用可以按它们如何被使用进行划分。

第一组是对空间数据处理有核心作用的应用。它们是 GIS 传统的核心组成。

3.8.3.1.1　管理空间数据：真实的系统

地理空间工具最基本的功能是为电网运行提供普遍的信息来源。因为电力公司的运行系统处于一个大的地理环境中，所以系统运行所需要的数据自然具有空间性。管理这些空间数据对企业很重要，这是电力系统采用 GIS 的一个主要动力。GIS 今天被认为是“真实的系统”，是任何空间数据唯一可信任的来源。很多年来，这个观点都很难被撼动。几乎任何地理空间数据的应用都由 GIS 软件处理，并被电力公司的 GIS 群管理。显然 GIS 是空间数据的唯一来源，因为空间数据在其他地方没有使用。

然而，现在这个情况已经改变了。因为有更多的运行应用自动化了，其他的应用也开始使用空间数据。OMS 或 DMS 的应用极度依赖于电网的空间数据。谁会在 GIS 地图的早期就想到 GIS 会和 SCADA 相互结合？工作管理系统现在以基于地图的角度分析显示工作以及工作人员如何在整个服务区域内分配。即使是电力公司的规划和市场营销部门也采用地理空间数据，包括使用当前基础设施的分布地图以及人口和土地使用数据。正是由于数据的协同依赖性，使聪明的空间数据管理者认识到数据准确性的重要性，并努力争取获得完美数据。

因此，这些应用要使用相同来源的空间数据。它们毕竟覆盖的是相同的地理区域，因此反映的应该是相同的物理电网实际状况。很多年来，所有空间数据（即任何与坐标相关的数据）都属于 GIS 的领域。我们认为“空间性的数据是特殊的”，或者地理空间数据独特的性质意味着只有 GIS 能处理和显示这些数据。但是，现在很多其他系统已经发展使用空间工具，所以现在的地理空间数据到底存储在哪里？某数据集到底存储在于哪个系统？

硬件和软件技术的发展使得解答这些问题变得更加困难。丰富的存储资源意味着保存多份空间数据（大概在形式上有细微的差别）花费并不会过高。云存储的概念甚至消除了“我的数据在哪”的问题，尽管它产生了其他问题，例如如何保证重要基础设施数据的安全性。在软件方面，被其他应用普遍使用的数据库软件现在可能会使用专门的工具来管理这类型数据（例如 Oracle 空间数据库 Oracle Spatial）。

空间功能在其他系统中的使用显然有很大的好处。不过，它也确实让数据管理陷入了两难境地。如果使用地理空间数据的每一个应用都存储了这份空间数据，那么应该如何同步系统，以保证它们都是在相同的“真实条件”下工作？通常的方法是在 GIS 中保存基础数据，然后在需要的时候传给其他系统。在后面的内容中会看到，智能

电网不断变化的要求会使这个方法变得更加困难。

3.8.3.1.2　地理信息可视化

使用地图有一个原因——它们是传递某种类型信息最好的手段。对电网而言，这意味着应该用空间的观点来看网络、用户和现场工作人员的位置关系。

可以把这个过程称为地理信息可视化。它是一种帮助人们做出决策的传递信息方式。如果做得好，清晰地显示运行数据有助于态势感知和提高决策科学性。

空间技术的一个吸引人之处是相同的数据可以以很多种不同的方式使用。事实上，它可以制作出几乎无数多张地图。在一个程度上，它可以做成一幅挂图，展现一大片的区域。同样的数据也可以制作出展现出小区域详细信息的放大图（甚至示意图）。通过控制放大比例，地理空间技术可以生成最适合于手头上具体工作的地图。

今天的计算技术不仅提供了显示静态2D纸地图的方法。GIS工具以几乎无穷多个地理信息滤镜的组合为基础，能做到迅速渲染界面。

3D视角的出现也增加了令人兴奋的可能性。大部分现存的设备数据是2D的，因为它们是由纸地图转换过来的，这限制了3D工具的使用。像LiDAR这样的新的数据采集方法可以产生出用于构建3D设备数据库的点群（见图3.143）。



图3.143　LiDAR点群（Courtesy of LiDAR Services International，Calgary，Alberta，Canada）

3.8.3.1.3　查询和报表

早期的地图自动化系统利用特殊的文件结构处理X、Y坐标和相关属性。在20世纪70年代末，一般用途的关系数据库的出现提供了新的存储方案。大部分GIS供应商很快把数据库作为管理不断增加的非坐标数据的方法。接着，企业数据库普遍地拥有管理和控制地理空间数据的能力（例如Oracle空间数据库）。

有了这个底层数据库结构，执行查询和生成报表当然就变得简单了。地理空间信息的增加可以让人们进行空间信息过滤，这增强了数据检索的能力：

1）纯粹的数据查询——“所有变压器”——通常查出太多的信息；

2）加上区域范围的过滤——“我在这个地区的所有变压器”——得到的信息会更加有用，但对大多数认为而言信息量还是太多；

3）加上区域范围内某个线性特征值过滤——“离这条公路1000ft以内的我的所有变压器”——开始强调某个重要数据部分；

4）空间数据的真正力量可能源于一个基于连接的过滤——“回路中这两点之间的我的所有变压器”；

5）更加复杂的查询——“列出已选的变压器服务的用户”——这可以用来查询对某个任务来说重要的精确数据。

查询或报表能力与地理信息可视化结合在一起，可以用于把数据应用到不适合于用计算机的环境中。例如，植被管理人员的工作数据包可以把树木修剪工作清单和可用于在地理环境中说明工作的地图结合起来。这个能力也可能有助于向公司外的人员提供数据，例如确认能够访问实时数据的承包人员。

3.8.3.2　电网的规划和设计

GIS 和 CAD 系统帮助电力公司规划、设计和建设电网已经有很长的历史，一些企业系统能够完成这些任务。尽管这些应用能在空间层面布局设备，但对于一款设计工具，还需要结构细节和电气分析的细节甚至工作管理，才会更加有效。

3.8.3.2.1　系统规划

相对于详细的工程设计，电力公司通常更需要进行服务范围扩展或系统改良的长远规划。这可能涉及人口增长的预测，以预测未来系统需求，或者建设项目的环境因素分析。

确定输电线路路径是这类问题的典型例子。新线路的建设需求是以当前负荷需求和未来负荷需求的预测为基础的。一旦决定需要在发电厂和负荷地区建一条新线路，就需要分析各种线路路径的选择。这个分析可能会包含这些因素：地形、环境影响、当前土地使用模式和造价。选择的过程包含眼花缭乱的各种政治和公共利益因素——另一种情况是使用地理信息可视化工具，通过传递地理空间信息会对此有重要的改变。

这个过程中大部分使用的数据是有空间性的，它们可能不会存在于电力公司的 GIS 中。土地使用和人口数据可能来自当地政府，而地形、天气、野生动植物和其他地理空间技术信息可能来自联邦机构。多数据来源和多数据格式几乎是必然需要的。电力系统规划使用的工具要能够处理这些不同来源的数据。

3.8.3.2.2　电网网架设计

电网网架的详细设计是智能电网地理空间技术的核心部分。这些分析和优化系统通常包括 DLT（Design Layout Tool，设计布局工具），它是建设强健电网的重要部分（见图 3.144）。使用好这些工具也可以节省很多费用。

这部分的应用要能够处理电力公司所有的设备：①输电设备和配电设备；②架空设备和地下设备；③线状地下设备（管道、电缆沟、电缆）；④地下结构节点（人孔、手孔、拱顶、衬垫）；⑤变电站内部构件。

这些应用的基本功能包括通过相位和回路追踪产生示意图，处理多层次细节（例如以单元件形式显示开关并显示其内部视图）。

设计系统的一个重要部分是优化导线线径和变压器容量，灵活性是重要的。结果可以以用户典型数据和特定部位的负荷模型为基础。设计工具要考虑负荷增长，检查可用的变压器过载设置以及可能的电压降低或振荡的问题。导线线径取决于输送容量和需要的品质特性，要考虑过载和轻载的情况。

除了电网核心的设计，这些应用可能还有线路管理工具（通行权、植被、水库防洪）、多功能电杆管理工具和路灯布局工具。

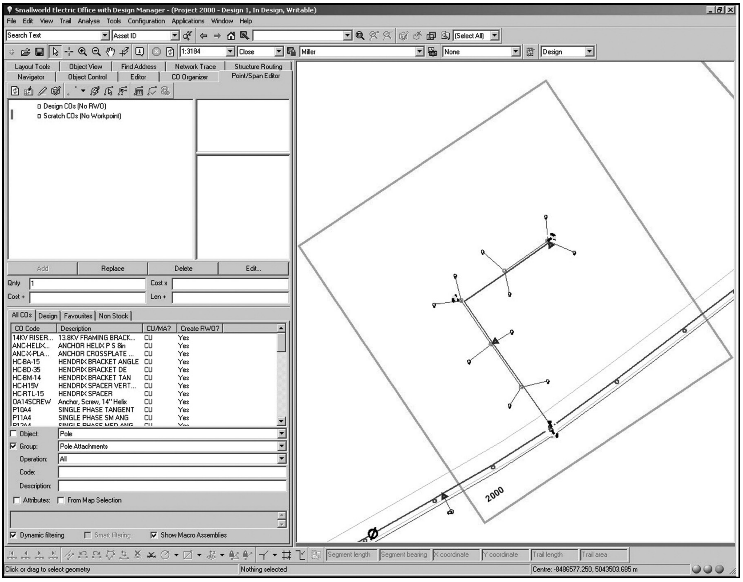


图 3.144　电网网架设计应用程序（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

3.8.3.2.3　通信网络设计

智能电网的一个主要改变是给电网另外加了个通信网络：对一个真正的智能电网，它的信息流和能量流是同等重要的。这要求人们拥有通信网络设计的有效工具。

通信设计工具能够从综合的角度看整个电网，这包括了屋内设备和户外设备，以及物理的和逻辑的网络（见图 3.145）。

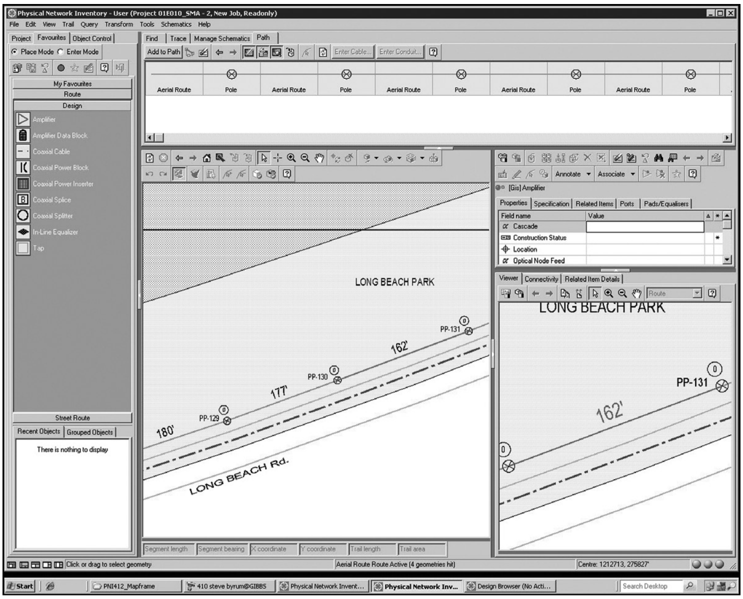


图 3.145　通信网络设计应用程序（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

通信网络物理模型包括所有组成系统的管道、线路本体（地下的和架空的）和支撑结构（开关柜、检修孔、接头盒、机架式设备）。其中一个困难是需要管理广阔的地理区域和建筑物的详细信息（包括楼面布置图和机架位置，乃至通信端口）。

通信设计应用也要管理逻辑网络（有源网络部分、用户回路和数据传输回路）。

电力公司已有多年利用电网设计软件的经验，现在所不同的是需要管理首次出现的庞大通信网络。显而易见，关键是把电力网和通信网的工程设计进行集成，使它们能够一起辅助管理智能电网。

3.8.3.3　电网的运行和维护

一旦智能电网设计和建设完成，重点就是对其进行运行和维护。地理空间信息技术是运行过程和应用的核心部分。

3.8.3.3.1　电力网络分析

随着电网复杂性的增加，电力系统分析工具的重要性也随之增加。这些工具用于管理回路配置、潮流方向、电压和调相。

这个功能的主要部分是变压器负荷管理。通过收集每个用户夏天和冬天的峰荷数据（从用户信息系统的电费数据中收集），并加上每个变压器性能规格信息，可以借助地理信息识别出变压器是过载还是轻载运行（见图 3.146）。

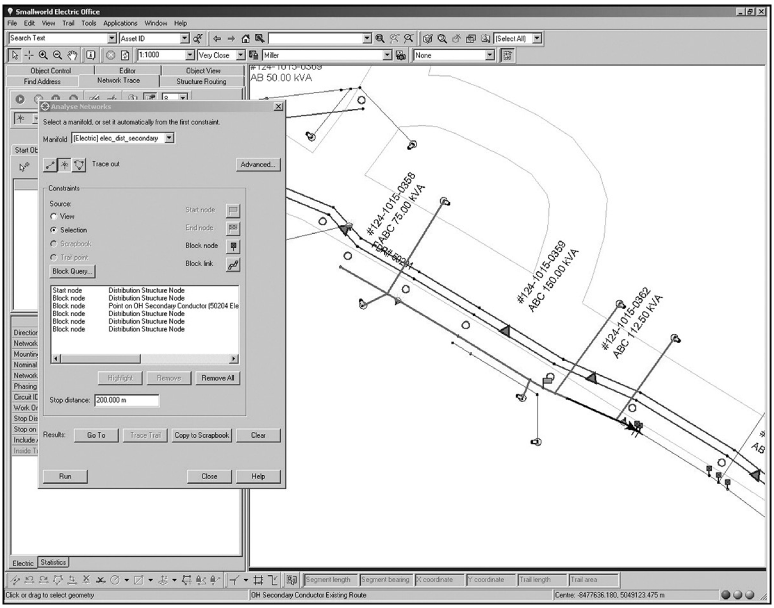


图 3.146　电力网络分析软件（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

3.8.3.3.2　事故修复

前面的内容中描述了电力公司每一天运行都要用的分析工具，另一套工具是在系统发生故障的时候使用：灯停电了，不耐烦的用户等待着回答。电力公司将要面临巨大的经济损失（包括收入损失和罚金）。

事故管理系统和工作管理系统会在本书的其他地方更详细地讨论，这里只涉及地理信息数据在事故管理过程中某些部分的核心作用。

大部分的修复过程由电力公司员工完成。这里，重要的是要有用事故管理系统和工作管理系统协调修复的观念。调度员和现场人员间的通信是以地理位置为基础的，把正确的技术和设备带到正确的地方需要对网络详细地查询。完成修复的同时，记录对设备做出的改变并把这些改变传递回 GIS 也很重要。

对暴雨天气和其他事故做出响应是需要高性能 GIS 的一个完美例子。这是一个真正高度需要使用 GIS 的情况。更迅速地修复重要基础设施有很大的经济利益。公众认知经历了过去十年的几起重大事故后，对事故的迅速修复越来越重视，GIS 扮演了越来越重要的角色。GIS 不能成为障碍，所以能管理大量快速变化的数据很重要。

3.8.3.4　移动的地理空间信息技术

正如前面所提到的，在实用地理空间信息技术的发展中，比较先进的一个能力就是将地图和设备的数据从后台调取出来并传送给现场工作人员。移动计算和相关的技术（如 GPS 和无线通信）的优势引领这种趋势的发展。

当然，所有领域的应用都必须有紧密联系的后台系统。在后面的内容中会指出，对于地理空间设计而言，管理后台和现场之间的数据流是一个艰难但必要的部分。

3.8.3.4.1　地图展示

这个领域中一个比较基础的功能是地理数据的展示。也就是之前所说的告诉现场人员数据“在哪儿”。

早期的现场自动化系统旨在取代纸质文件。在淘汰了依赖了数十年的纸质地图册后，生产效率和降低成本方面得到明显改善。替代纸质文件的功能并不困难，使用者不用再面对固定的尺寸，可以很轻松地放大和缩小文件，他们可以根据任务需要方便地获取不同程度的细节信息。因为可以改变比例，阅读也变得更加容易了。不仅如此，通过将数据按不同的层进行分类，每一层都可以缩放展示，因而可以避免杂乱无章，也提高了清晰度。

视图模式如果能结合几何特性，显示效果会更佳。譬如说，采用不同颜色来表示不同的线路，显然要比根据电压或者相位来标记导体的颜色和线型的粗细要好得多（见图 3.147）。

数字地图查看程序的一个主要优点是搜索功能。在纸质的地图上找一个特定的设施是非常耗时的，即使是根据地图用编号系统连接到电网的线杆那样的设备也不轻松。除电网设施以外的目标搜索也很重要。路线特征（街道、十字路口、想要了解的地点）对于帮助工作人员定位并完成任务的分配是十分有用的，尤其是在风暴过后的情况下或在一个陌生环境下工作更是如此。

搜索范围可以扩展到与地理位置相连接的外部数据库。用户数据就是一个很好的例子。虽然 GIS 数据模型没有用户（电表）的位置，但大多数电力企业将用户的数据与某个变压器进行绑定。这让观测器将其放大到离电表足够近的位置，甚至还可以得到同一台变压器下用户的列表信息。

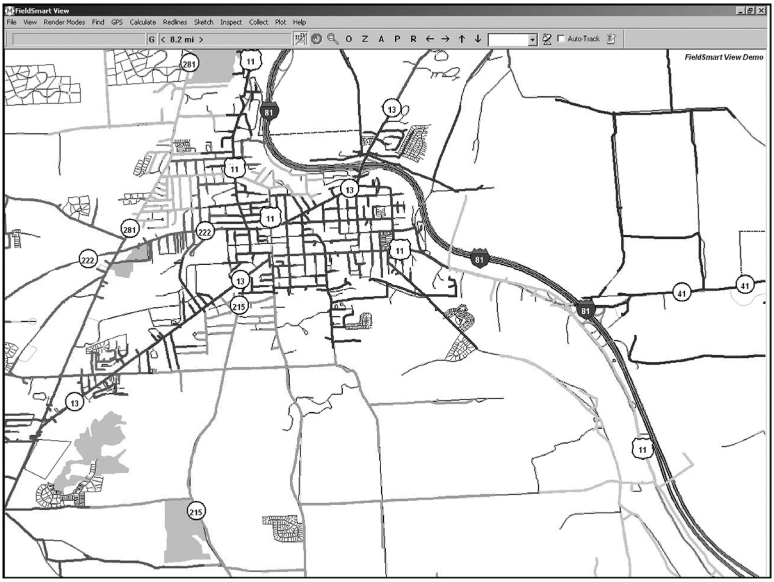


图 3.147　按不同颜色显示输电线路（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

如今大多数移动观测器都包括了一些分析功能，如线路追踪（见图 3.148）——该功能充分利用了 GIS 中当前的连接数据。当进行现场检修时，电力线的追踪功能为现场工作带来巨大的好处。在纸上设计一个通过复杂建筑物或者城市设施同时带有保护设备的地下线路是不可能实现的。同理，现场工作人员想从纸版地图上获得因保护装置停运受影响的区域的清晰视角也是不现实的。

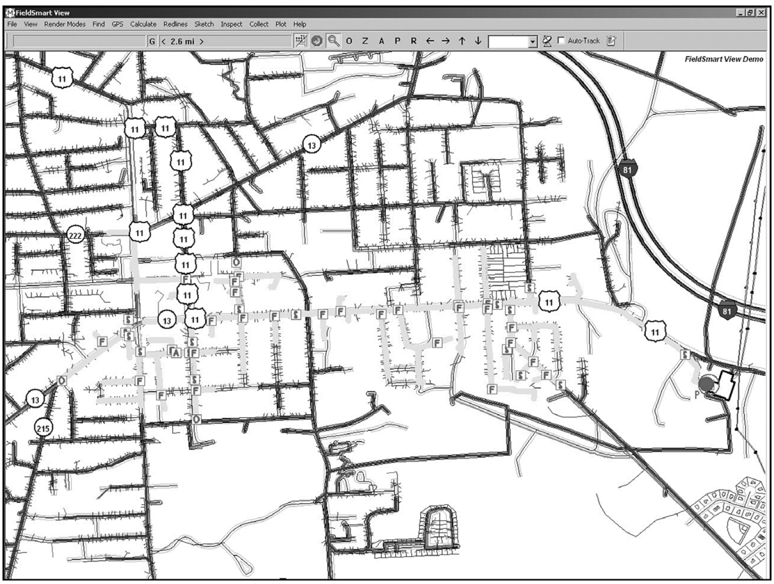


图 3.148　线路追踪（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

3.8.3.4.2 员工管理

智能电网中的人为因素很容易被忽略，人们听得最多的基本都是关于具有自动化和自愈能力的未来电网。它被认为是一个几乎“无需人工手动操作”的系统。这虽然是一个伟大的目标，但事情不总像人们所想的那么美好。当智能电表倒在被龙卷风摧毁的房屋废墟里时，智能电表将不再智能；当重要的元件被倒下的树木破坏时，智能电网也会发生故障。无法改变的现实是，人永远是设备运行的关键部分。员工管理软件已经成为一个单独的部分，为电力企业的不同的部门所使用，也由不同的供应商所提供。之所以要在这里讨论这个软件的原因是其具有很强的空间特性。这个系统的根本目的在于在恰当的时间将合适的人安排到正确的地方。因此空间/时间是地理空间技术中必不可少的组成部分。

员工管理系统几乎融入了电力企业现场工作的方方面面。例如调度分配设计者到用户那儿进行实地考察，然后完成后续的建设工作。完成系统建设后，无论对于在电力企业日常服务工作还是停电的紧张时期，员工管理系统都起到重要的作用。员工管理系统也可以在高级电表架构的建设等特定项目中发挥作用。

这些应用程序通常有后台和现场两个组成部分。后台系统管理着整体的现场人员、跟踪员工和设备。当任务需要时，系统会创建服务请求，然后根据员工/车辆的功能、当前的位置、预期的任务完成时间等复杂因素，将任务分配给具体的人员。也就是要对每个安排到任务的员工进行预先计划和调配。

当工作完成后，系统会跟踪进度，查看目前状态和预计完成时间。它也可以根据每个工作中所使用的材料来对零件库存进行库存管理。

员工管理的现场管理部分则采用不同的方法。所关注的重点不再是多组员工的管理，而是放在了每组员工所分配到的工作上。与后台系统保持通信对更新工作任务以及作业状态来说是非常重要的。从一个工作到另一个工作的路线通常是由后台系统来处理的，而且由于原定的路径可能会受到流量情况的影响，具备现场更新路径的能力也十分有用。

多年来，商业工作管理系统往往只考虑某个特定类型的工作。这些系统同时用于处理工作周期短的员工（服务）或周期长的工作（建设）。如今由于电力企业员工规模的增长，大部分的差别已经消失，而这些系统使用一个“工作就是工作”㊀的哲学，对所有的流动员工（内部和承包商）采取了统一管理的方法。

在员工管理应用中一个相对较新的功能是预测分析，从时空的角度上进行预测电力企业未来在服务范围里工作量的分配情况。该功能通过历史数据的趋势和预期需要来实现未来的供（人员、车辆、材料）与求（所需工作量和分配情况）的平衡。

3.8.3.4.3 检测

所有的企业都需要定期检测设备。有些检测是自身规定的，有些则是监管部门所要求的。这些检测可能针对某种设备类型（如变压器），以及诸如草木生长等对可能会

㊀ Work is work，此处应为就事论事之意。——译者注

影响设备运行的环境因素。其他则是对特定区域内的所有设备（如一条指定线路或者一座指定变电站）进行的。

特种检测包括杆塔检测（检测杆塔本体或更新外部附件）、植被调查或风暴损害评估工作（见图 3.149）。

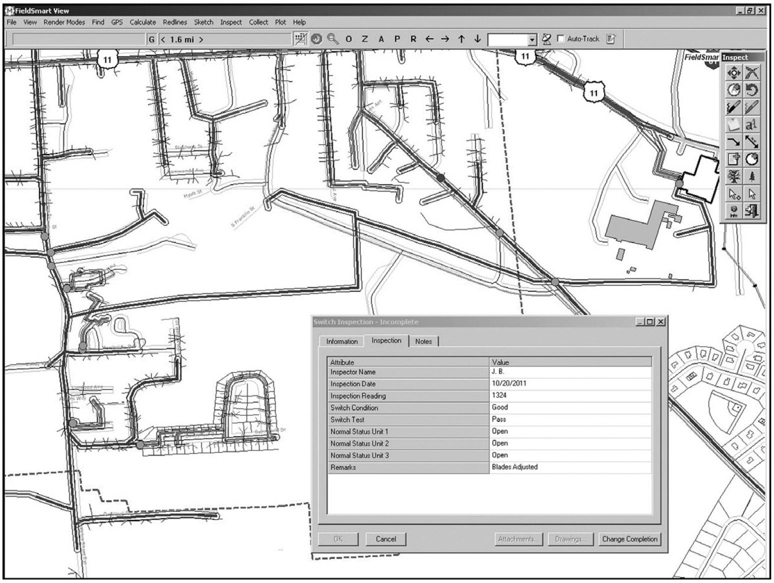


图 3.149　现场设备检测应用程序（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

检测系统的后台部分会安排检测工作的时间表，并管理相关设备的历史数据。现场的应用提供了显示、验证和编辑的功能，以及标记、绘图功能和像拍照之类的附属功能。数字检测的另一个优点是使用 GPS。GPS 在检测中可以完善所绘制的地图中设备的位置信息，同时也能确认检测员是否在正确的位置上进行检测。

3.8.3.4.4　路线和导航

随着用户导航系统的使用不断增长，自动化系统领域也逐渐具备导航的功（见图 3.150）。由于交通或者其他的环境因素可能需要改变原有的路线时，此时后台系统可以提供一个优先路线，这种功能显然非常有用。

底层的技术为大众所熟知：用户指定目的地后，系统使用 GPS 来确定当前位置，通过街道网络智能地计算点对点路径，还可以根据行进方向修正路线。功能设置方面还应增加一些特殊要求。例如，某些桥梁和隧道会对卡车有所限制，不让其通过，而所生成的路线必须将这些限制条件也考虑进去。同样的，对于某些车型来说，电脑屏幕所显示的行驶方向将会与有些状况相违背，因而导航软件还要与实时路况相结合。

3.8.3.4.5　数据采集和更新

移动应用程序往往具备收集现场数据的功能，因为使用这些程序的工作人员通常都是到现场进行地理空间数据库更新的。毕竟这些工作人员了解设备，还经常与现场设备接触。

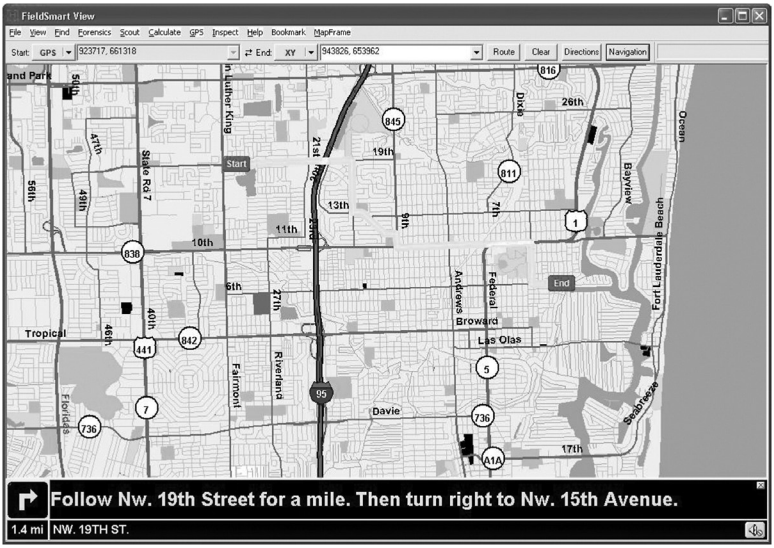


图 3.150　导航软件（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

在整个设备的生命周期内都具备这些功能。在某些情况下，可重点收集 GIS 中没有的数据，比如危险的树木或挖掘的破坏，并且在施工过程的一部分，收集设备设计和建造之间的差异信息。在进行相关数据更新时，若现场员工在屏幕上看到的与实际看到的有所不同，此时就会频繁地使用这种功能。

移动数据收集工具有很多种。其中一些是简单的绘图工具，让现场的工作人员可以在地图上绘图，并为所绘的草图标注说明。另一些批注工具还具有在现有地图上添加批注和其他更复杂的绘图功能（如文字、符号和注释）。最复杂的应用程序可与数据库兼容，并且内含数据验证工具，以确保现场收集到的数据可以在其他相关的系统中使用。

即使移动应用程序支持设备数据的现场更新，后台组件还应提供快速和安全地实现企业 GIS 系统的更新。缓慢的更新是企业所不愿看见的。当然，在系统本身发生改变之前，都有义务确保数据的有效性。许多情况下，纸版的绘图系统所遗留的问题仍然是发展的障碍。鉴于目前技术和“众包”工具（后面将叙述）的实际应用，不应再出现数周乃至数月的更新周期了。

3.8.3.5　吸引用户

上述的应用程序都是针对电力企业员工和承包商的，也就是那些建造和维护电网的人。那么面向智能电网的终端使用者——用户的应用是什么呢？

在大多数情况下，用户并不需要在地理空间系统中访问具体的设备数据。即使他们感兴趣，也必须考虑数据安全的问题。然而，有些情况下用户还是应对电网有一个地理上的视角的。例如，在一场大停电中，许多电力企业会在网上发布当前停电的范围。这些数据可以反映出更多电力企业内部使用的关于当前状况的细节。

电动汽车的出现可能会带来另外一些情况。电动汽车续航能力有限，因而驾驶员

十分需要知道充电站最新的位置，甚至还包括可供使用的充电插头的数量。如果 GIS 包含这些数据，那么这些数据应该与用户肉眼看到的一致。驾驶员通过车载系统就能获得这些数据。

随着人们步入智能电网时代，还将有其他面向用户的应用程序问世。而地理空间数据库作为网络设备和状态的反映，也将会给这些应用提供一个通用的框架。

3.8.4　智能电网对地理空间技术的影响

在前面提到了地理空间技术是如何帮助智能电网发展和管理的，这里从另外一个角度去看待它们的关系：智能电网将会对地理信息技术产生什么影响呢？

如今，大多数公司已经采用了 GIS，而这也被认为是技术普及的一个成功例子。许多业内人士相信新的电网将会对现有的电力系统发起挑战。毕竟当前大多数技术的设计是为旧有电网的业务流程所服务的，而这些某种程度上可以追溯到一个世纪以前。

向智能电网的方向发展会对 GIS 产生怎样的影响？也许最明显的变化在于双方的规模都在不断扩大——更多的数据以更加复杂的方式融合在一起，而且对于速度和精度的要求也在急剧增加。这些因素将会影响地理空间系统设计的各个方面，迫使空间数据的管理和分配过程都发生重大的变化。以下各小节将分别叙述潜在的问题，以及为处理这些问题提供地理空间系统设计的建议。

3.8.4.1　规模上的处理

与地理空间相关的智能电网一个明显的不同在于规模上的变化——各个方面都变得越来越大。即使是现在，一个大型电力企业的地理空间数据库——包含了详细的位置信息和整个服务区域中的复杂设备数据，其数据量通常都会超过 100GB。这里还不包括更大的系统（顾客信息、财产追踪）的相关数据。

许多观察家预计，随着智能电网的建立，数据量至少增长 1000 倍。当然，不是所有的数据都由 GIS 管理，但还是可以预见到地理信息数据量的显著上升。

对一个大型电力企业而言，数据量是由许多具体要求决定的。如果需要覆盖更大的区域，这个量还会翻倍，导致出现巨大的数据。GIS 数据模型通常包括输电系统（发电厂到变电站这一部分）和配电网络（变电站到客户这一部分）。在大多数情况下，模型（或者至少是密度数据）不会包括到实际用户侧（电表），而只详细到处理几十个用户的变压器位置。要想在用户侧实现智能化，就需要对电表的数据和用户特征进行处理分析（屋顶上是否装有太阳能电池板？家里是否配备电动汽车？）。这些数据不仅与电表有关，多数还与用户有关（如电动汽车和智能家电的使用情况）。当用户搬家或者替换这些物品时，用户的历史数据也需保持更新，而这都使得数据量大增。

智能电网需要更多的实体，以及在电力企业 GIS 设备层中这些实体的属性。也许需要新的数据源（例如天气信息）和新的分析工具来挖掘实体之间的复杂关系。

目前的关键问题是当前 GIS 的架构对处理这些庞大数据量而言是否最优。随着数据需求规模的不断增长，在目前条件高效运作的数据结构可能无法满足预期的要求。

3.8.4.2　向实时化转变

尽管一个电力企业典型的 GIS 每天都有数千种变化状态，但还是可以将这个系统

看作是相对静态的。新投入的或者更换的设施需要通过审查和 GIS 人员的验证才能被添加到数据库。

GIS 通常被视为空间数据的仓库、一个“记录真实信息的系统”，目前作为电网的重要参考。目前，应用程序都会周期性提取停电管理或移动数据等。GIS 通常被视为一个数据源，用来满足其他具有严格时序的应用运行需要。这些运行系统对维持电网运行和应对停电来说非常重要，并且还要重点考虑员工在输电线路作业时的安全。

风暴过后所有灯都熄灭时，电力数据会发生快速显著的变化。举个例子，当电力系统为解决停电问题而重新恢复供电时，开关的状态可能会随之改变。设备和导体的负荷波动会改变其工作容量。如果发生损坏，就不能有效获取电网的某些信息。修复系统比记录这些修复细节还要重要。而且公众要求迅速恢复照明的呼声也增加了时间上的压力，所有这些造成了一个真正意义上的“高压 GIS”的状况。

如今 GIS 缓慢变化的现状可能无法适应动态特性快速变化的电网的需求。目前的电网，即使实体属性和潮流发生变化，其位置也几乎是静止不变的。而随着电动汽车的诞生，这个结论就不再适用了；电动汽车是电网中比较“好动”的部分，一天里位置随时都能发生改变。云层在天空飘过时使得太阳能发电产生变化，而风机也根据风速起停机组，电力系统能量存储的能力也在每日每夜地变化着。管理这些数据需要具备处理空间数据库中移动实体（object）的能力。

除非 GIS 能够满足这些近乎实时的要求，否则难保其作为电网参考对象的地位。

3.8.4.3 支持分散的用户

智能电网存在一个悖论：尽管智能电网被吹捧为具有自愈能力，但其建设对维护人员来说却意味着加重更多的负担。不仅需要更多、更快的信息，而且还需要送达给那些需要这些信息进行工作的人。在电力企业中，现场作业人员都要分配到很大的区域内，而且很多情况下（如风暴过后）都缺乏持续的通信能力。

数据通信是移动应用中的一个重要方面。电力企业员工必须能够在服务区域内的任何地方工作，而对大型电力企业而言，覆盖区域几乎总是有限的。尤其是在风暴袭击电网并导致通信中断的时候（或者稍好一些的带宽受到限制的情况），系统不得不允许“无法通信”情况的出现。现场应用至少应该设计成即使没有无线连接也能维持基本的功能。而关键的应用程序必须在任何时刻、任何地点都能正常工作。

很多时候，往往是多个现场工作组和公司本部的电网运行人员一起努力处理像大面积停电这样的状况。这些使用者为了传递变化的信息，可以在与 GIS 后台更为密切的互动（数据输入或者绘图）中获取更大的效益。这可以视为对大规模地理空间协作的需求（见图 3.151）。

3.8.4.4 可用性

上述提到的诸多变化——更多的数据、变化速度更快、分散的用户等会带来另外一个挑战：用户如何与智能电网地理空间系统进行交互？在一个电网更为复杂的时代，区分用户类别界限变得模糊。GIS 的确拥有维护和控制系统的专业人员，但更为适合智能电网运行操作的不是那些负责 GIS 维护和控制的专家，而是将 GIS 视为一个应用平台

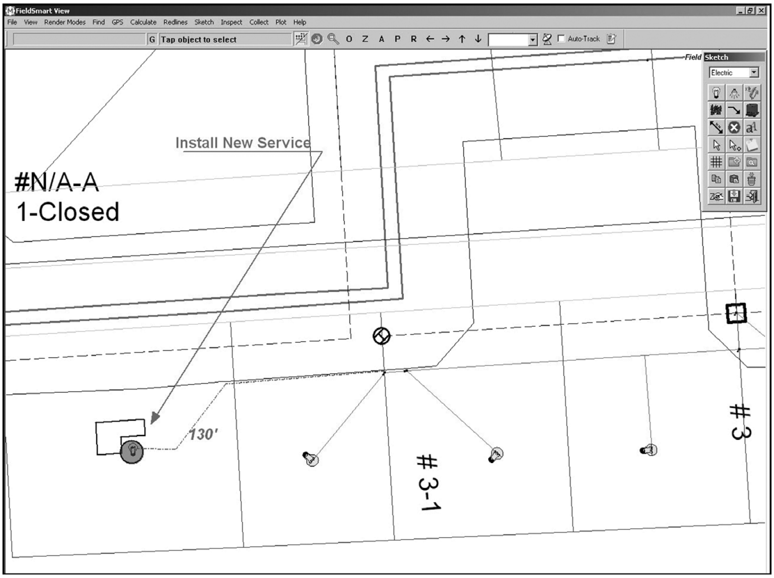


图 3.151　地理空间上的协作（© Copyright 2012 General Electric. All rights reserved）

的电气工程师。

新的困难来自于现场的环境。这是一个具有挑战性的工作环境，显示屏比办公室常见的还要小，并且观看的环境很少是理想的。像在风暴这样的事件下，对于使用者（还有系统）来说快速地作业还是压力很大的。

系统设计的目标是隐藏 GIS 和 CAD 系统的复杂性。应该删除应用程序用户界面的细节。理想情况下，用户只需将现场的应用程序看作一个工具：能够帮助他们工作并且操作起来简便即可。

在可用性方面需要解决几个关键问题：我们如何帮助用户从杂乱的系统中提取关键的信息？有没有可能基于环境（位置、时间、当前用户活动）来定义关键数据？为获得很高的性能，需要什么样的设计策略？

3.8.4.5　可视化

一个与可用性相关的设计要素是地理空间系统的可视化。地理空间系统的一个关键优势是能根据用户和目的的不同，以不同的方式提供地图。如果需要，一个 GIS 屏幕可以像挂在墙上的地图一样，给在工作室的操作人员一个快速了解系统环境的概略。例如，通过颜色的组合来表现服务区域中潮流和母线电压水平。另外，它还可以显示变压器室的详细的原理来帮助员工进行安全维修。

需要谨记的是，在现场时，由于系统的限制（特别是较小尺寸的屏幕）和环境条件（炫目的阳光）的影响，查看地图会变得更加困难。

电网的日益复杂需要新的可视化功能。可能需要将 GIS 工具包扩展应用到计算机图像学等领域，就像 3D 娱乐系统那样。

可视化的一个关键方面就是帮助用户快速把注意力集中到重要信息上。如何帮助用户从一个更多数据、也因此更加混乱的系统中提取关键的信息呢？符号的设计和颜色的区分将会在这方面发挥重要的作用。管理数据显示功能的另一个关键是不同图层的使用。考虑到涉及电网的大量数据（特别是，如煤气、供水或通信等其他网络也同时存在时），用户可能无法承受视觉上的混乱。有像“战争迷雾”一样的“数据迷雾”。通过筛选数据要素——如那些特定工作的以及那些让用户根据自己的任务来容易选择想要看到的信息——这种方式，可以减少信息的过载。

数据的智能过滤可以减轻这个问题：①功能层（如地域和设施）；②为每个类型的对象设置可视化（缩放）水平；③根据显示器尺寸变化符号；④突出重点对象。

可以基于这些技术的整合来创建专题视图。其目的就是只对用户呈现与当前任务有关的数据，使用可视化技术来突出关键对象。例如，一个现场的使用者可能需要电路的概况图——电阻由较粗的线来代替，而像开关这样的设备就用大一些的符号来表示。

数据显示的其他方面受上述的环境因素影响。例如，在办公环境下使用浅色风格的线来表示高压线是可以的，而在现场设备中就可能产生一些问题。

3.8.4.6　相关标准

考虑到智能电网的远景是成为一个广阔的互连网络，其所有的组件都需要有标准。软件模块之间的互操作性从目标变成了需求。

一些组织，特别是美国国家标准和技术研究所（NIST），一直引领电网技术标准的发展。尽管开放地理空间协会（OGC）和其他一些组织已经为 GIS 标准做出了大量的工作，但仍让人觉得地理空间信息方面的标准并不比所谓“工程”上惯例的规范更加先进。现在情况出现了好转，比如公共信息模型（CIM）的产生、关于 GIS/电网标准的讨论开始不断增多。OGC 也已经加入了由 NIST 和美国电力科学研究院（EPRI）组织的智能电网的标准专题讨论会。

正如在前面所看到的，对地理空间数据的需求不仅限于 GIS。地理空间数据对许多应用来说是至关重要的，这些系统可以使用常见的体系来管理和查看地理空间数据。

3.8.4.7　数据质量

什么是地理空间电网可用数据的关键特征？

1）必须是完整的，能够覆盖正确地理区域的所有相关的数据类型。举个例子，数据的范围必须包括电网所有的相关部分，同时也应该被包括在网络追踪里。

2）对象必须准确定位。这对依赖过去纸质地图的数据来说是一个挑战，那是一个没有勘测和绘制的 GPS 的时代。当纸质地图的设备数据被来自 GPS 或者其他更加精确的方法的数据源全面覆盖时，定位精度的问题变得更加明显了。

3）对象需要进行准确的分类，还要包括支持电力企业业务流程的属性（如变压器的大小、电力线路的相序）。

4）数据必须是当前的数据。更新周期根据使用的情况而不同，在某些情况下（例如在电网中操作设备的开关状态），过时的或是不准确的数据都会构成安全隐患。

5）因为数据类型将会是网络追踪的一部分，所以必须准确抓住拓扑关系。连接可以是显式连接（也就是由工作台驱动）或是几何上的连接（基于绘制的位置和距离）。

通过这些测试的信息可以成为智能电网应用程序的有用基础。智能电网增加了当前 GIS 实践的不确定因素。数据模型在哪里中断？当前配电网的范围从变电站覆盖到了变压器。随着电网中智能化的引入，其他的一些对象也开始发挥作用。分布式发电和微网增加了潮流的复杂性。那么在用户侧，智能电器和电动汽车是否需要被包括呢？

在一般情况下，可以假设对数据质量有着更高要求是为了运行智能电网而不是当今真实的电网。控制是由数据驱动的，需要完整和准确的数据。

ESRI 公司在 2010 年 8 月发表的关于电力公司的调查发现，大多数公司都没有对智能电网数据需求的增长做好准备。只有 15% 的受访者称他们对 GIS 数据精度充满了自信。ESRI 的报告中强调了一个常见的问题：用来自现场的数据更新 GIS 需要很长的时间，几个月的滞后时间并不少见。这个问题的部分原因是许多电力企业仍然处于纸质地图的时代，只有电力企业的特定一群人负责对数据库的最终维护。这缓慢的过程在如今可能会产生一些问题，将会成为快速变化的智能电网世界中一个主要的争论点。就像在后面的章节中所提倡的，像 VGI㊀（Volunteered Geographic Information，志愿者地理信息）这样的概念可能会为这种缓慢的更新周期提供一个解决方案。

3.8.4.8　更加开放：传感器和其他数据源

IED（Intelligent Electronic Devices，智能电子设备）、RFID（Radio-Frequency IDentification，无线频率识别）标签和其他类型的一些传感器在电力公司中的使用变得更为寻常。随着智能电网变得更加智能，它的多数元件会变得更易访问和识别。而电网在某种程度上会成为“物联网”的完美范例。

虽然这些设备的配备大多数都为了监测和传输特定的测量量，但它们的位置，也就是电网拓扑结构相关的 X、Y 坐标，仍然是重要的信息。除了这些被电力企业控制的输入外，还需要结合另外的数据源。当尝试根据地理上太阳能分布以及风能的位置来预测潮流时，当前以及预测的天气数据将会是十分重要的。

需要研究判断一个可用的 GIS 体系能否处理传感器中的数据流以及能否与其他数据源结合，例如能否把气象信息融入电网管理的应用中。

3.8.4.9　更加封闭：出于安全性考虑

电力企业的 GIS 一直都是一个非常封闭的系统。当然，一部分是基于安全上的考虑，需要保持电网（一个显然的例子是关键设施）的安全，远离那些恶意的行为。这个问题在智能电网中引起了更明显的关注，因为实现潮流控制的自动化，意味着物理安全性是不够的。

另一个把电力系统信息封闭起来的原因是出于对数据完整性的考虑。在当今大多数电力公司中，GIS 管理使那些经过培训的员工只具有有限的数据访问更改权限，以此

㊀ 利用工具创建，组装和传播个人自愿提供的地理数据，这种现象的一些例子有 Wikimapia、OpenStreetMap、谷歌地球等。来自百度百科。——译者注

保证准确性。现场使用者报告一个变化（可能是由于实际工程的变化，或是发现了现有地图的错误）需要经过一个结构化（通常是耗时的）流程。一个经过训练的 GIS 专业人员会验证更新，然后数据库才会做出实际的改变。这段过程令操作人员很沮丧，因为现场的工作人员通常在一个更好的位置去比较地图与他们看到的真实世界的特征。

这些安全问题要怎样解决？安全标准有着相当大的灵活性，而计算机硬件和软件技术快速发展的步伐也带来了更多的挑战。因为风险很高，可以假设安全问题将会是使用新方法（如云计算和众包模式，将会在后面的内容中提到）的一个主要的考虑因素。

NERC 在美国已经实施了 CIP（Critical Infrastructure Protection，关键基础设施保护）项目，建立电力公司所有方面的一套标准，这其中也包括网络资产。IEEE 在定义电网数据和应用程序的标准上也十分活跃。

3.8.4.10 更加封闭：出于私密性考虑

前面的内容是从电力公司角度来看待安全问题。在另一方面也起着作用：消费者的个人隐私问题。

考虑到最近的一些黑客袭击以及盗取身份的案例，人们对于收集并管理个人数据的任何技术都存有疑虑，也就不足为奇了。在智能电网中，数据收集的重点是跟踪消费者使用智能电表和传感器的习惯，这促进了人们越来越关心如何保护隐私。

大量数据的地理信息特征让这个问题更复杂了。即使已经采取了很好的措施去保护个人身份中最关键的部分（姓名、地址、电话号码），但位置信息仍然可以作为一个链接来找到这些数据。

因为涉及“地理位置隐私”，地图工具（如谷歌街景）的使用面临法律方面的问题。而随着数据源的不断增长，维护个人数据变得更加困难。任何利用了地理信息数据的电力企业的应用程序都必须考虑隐私问题。

3.8.5 未来的方向

地理信息技术在纸质地图上应用的时候就已经是电网的重要组成部分了。工具在过去的十年里显著改善，而 GIS 技术也成为帮助客户应对不断变化的业务环境的关键力量。电力公司的地理信息工具仍然有继续发展的空间，它们在很短的时间内就完成了从绘制到设计再到管理的过程。随着 GIS 能力的增长，已经看到地理空间数据和地理空间分析工具在其他应用程序中的使用。现在，随着进入了一个新时代，可以很清晰地看到智能电网是与数据相关的，且大量的数据都是地理空间数据。对于地理空间工具的需求还会继续增长。同时，也能看到对于新的、更好的工具的需求。在电网经历着巨大的变化时，很明显现在使用的技术已经不足以支持一个更加智能、更多联系的电网不断增长的规模和复杂性。随着电网变得更加智能，帮助管理电网的系统也需要更加智能。我们期待着地理信息技术不断发展以满足这些需求。

在前面的内容中，当描述地理信息技术在运行电网中的关键作用时，也提出了几个欠缺之处，在这些地方对支持智能电网未来的发展有一些需求。在这里将看到可能有用的几个领域的发展。

随着电网的地理信息工具应用的不断推广，可以看到一个有趣的技术的聚集。下面是主要的四个方面：

1）以供应商为主导的 GIS 在 40 年间始终是地理空间领域发展的核心；

2）辅助技术，例如 GPS 接收和导航系统，它们的重心都放在了位置的价值上；

3）面向消费者的地图工具，如谷歌地图，提供了在地图背景下显示资料的工具；

4）开放源代码的工具和数据（OSM、Ushahidi、the Map Kibera project）最初用于数据收集，而现在延伸到了可视化和分析。

3.8.5.1　结构

将地理空间电网自动化图像看作一个整体，什么有可能成为未来最主要的结构？GIS 会继续成为地理空间数据的中央存储库，并满足其他应用的需求吗？还是会因为其他应用程序增加了存储和管理地理空间数据的能力而消失？

最有可能看到的结果介于两者之间。随着无处不在的地理空间能力的上升，很明显企业 GIS 的卓越地位会下降。一些规划的功能，如电网的设计，很有可能维持在 GIS 和 GIS 供应商的区域内。其他的一些操作工具会对实时能力要求更多，并且会从内部开始存储和管理地理信息数据。实际上，GIS 会深度嵌入很多应用系统中。

数据的完整性是关键，在所有的应用中有一个准确和一致的电网视图是非常重要的，并且 GIS 仍然会是管理电力公司中“真实数据”最合适的地方。

3.8.5.2　云计算

云计算是当今技术最热门的领域之一。很大程度上它宣传的理念是有目共睹的：要忘记管理硬件、存储以及软件的细节，并且要将应用看作一种服务。

云计算在电力公司地理信息中发挥作用了吗（事实上是有点讽刺的，云计算的概念通常是作为电力企业来定义的，并根据与电网的比较来描述⊖）？

安全问题通常被认为是使用云计算技术一个障碍。很难设想电力公司将关键设施和运行数据的管理移交给第三方的存储供应者这样一个场景。一些电力公司还会进一步被规则所约束，这些规则要求管理重要数据的实际位置（个人云计算，利用了同样的概念但保持了对重要数据的实物管理，是更为合适的）。支持 GIS 数据的设计和创造的工具，可以归属于一个公共云计算来降低成本，使公司更好地共享和承包劳动力。

正如人们所看到的电网，数据的需求远远超过了代表着公司资产的设备对象。规划和设计需要来自其他数据源的地理信息数据。可再生能源受天气变化的影响，因此实时的天气数据对电网运行也是必需的。这些外部的地理信息数据都是云计算方法很好的候选资料。

3.8.5.3　新地理技术（neo-geo）的地位

在过去的几年里，已经看到“neo-geo”舞台的快速发展——公司和个人利用消费者

⊖ 例如人们在解释云计算的概念的时候，往往把计算任务与用电相类比。人们在实施计算的时候不需要知道提供计算服务的具体软硬件是哪些，正如人们在日常用电的时候不需要知道电能是从哪座发电厂发出来的，沿着什么样的通道送过来。——译者注

工具如谷歌地图（甚至是开放了源代码的空间工具包）去解决真实世界中重要的问题。

一个很好的例子就是众包或 VGI 技术。通过普通群众努力救助海地和其他地方的灾难，更加证明了 VGI 是一个十分有价值的工具。通过支持一个更大的用户群，它比许多传统的 GIS 的功能更灵活、更灵敏。

在某些方面，通信和连通性是智能电网的精华。neo-geo 也可以成为其中一部分吗？这里有些安全上的问题以及其他障碍，但这些工具能够将“人”的智能融入电力企业的一些过程中，如在风暴过后损失信息的收集。

3.9 资产管理

Catherine Dalton，Soorya Kuloor，Tim Taylor 和 Steve Turner

目前电力运行部门的高管们正求助于资产管理的理念，因为资产管理可以降低对资本支出的依赖，故可作为在运营和财务上均有利的一种新的组织模式。目前联邦政府及各州政府的电力监管机构以及电力运行部门均期望电力系统具有更高的可靠性，而资产管理是能将相关多个目标整合成一个整体，并提出完整且具备可操作性方法的常用工具。有效的资产管理程序有助于电力运行部门将每次运行维护的回报最大化，同时获取单位资本的最大收益。资产管理理念可发展成一种竞争性的企业文化，促进电力企业对培训予以投资，基于合理的商业规则进行决策，把握为提高服务质量进行投入的效益。

通过从设备获取各种数据，并用来合理制定设备运行的具体计划，资产管理技术可对多种发电、输电、配电设备的维护检修进行管理。

人们之所以希望智能电网的理念得以实现，一个主要的目的是：基于智能电网的理念可以使配电系统的可靠性得以优化，因此电力运行部门及其监管者对此都非常感兴趣，此处所谓资产管理与常规的商业行为很不相同。一方面，资产管理的进展会促进智能电网的进步；另一方面，智能电网的进步也反过来会促进资产管理技术的进一步发展。

随着近一段时期智能电网理念的推动，电力部门在电网中部署的 IED 的数量不断增长，这些装置可用来对常规的电力设备进行保护、监视、控制和计量。在智能电子装置中内置了很多功能模块，可使成熟的资产管理工具在配电网工程实际中应用成为可能，例如，可以实现实时的资产管理，或对已有设备或新增设备进行状态检修。新增的智能因素使得电力企业在电能的输送和分配的过程中可以使电网始终运行在最大可用容量的状态。

对电力运行部门而言，资产管理可表现为如下形式：①优化电力系统的性能、收益及业务增长情况；②协调股东的关注点；③对电力企业的远景发展目标进行合理定位；④基于特定标准对资本资产的替换进行规划；⑤对为维持现有或预期服务水平而进行的固定资产替换进行规划；⑥实现以可靠性为中心的变电站检修；⑦对设备进行检查和性能监测；⑧对设备数据进行跟踪；⑨对投资的优先权进行决策。

一个成功的资产管理程序应能综合考虑多个方面，不仅需要考虑可靠性，也需要从安全性、经济性及市场监管等多方面加以考虑。在当前的环境下，能够管理并协调这些重要因素是电力企业在将来能够获取收益的关键。在资产管理的理念下，电力部门和用电用户均能受益。成功的资产管理带来的效益包括获得了基础设施并理解资源配置需求的能力、提高用户满意度、降低成本以赋予投资者更多回报以及改善可靠性状况以向监管者汇报优良数据。

3.9.1　资产管理的驱动力

3.9.1.1　安全性

确保公众的安全及电力企业员工的安全是不可妥协的。人们对电力系统日常运行和检修中发生的失误抱有零容忍的态度，在电力工业界应确保安全拥有最高等级。出于这一考虑，电力部门会主动投资来为员工进行有关设备、安装建设、运行、试运行、测试、整定、设计以及其他很多方面的安全教育培训。电力部门的管理者鼓励团队协作，核心管理部门在指定各种生产计划时需要与现场运行的团队进行合作，这些计划涉及各级电力部门。任何人只要觉得在某些方面存在继续改进安全性的空间，他都可以毫无顾虑地提出。管理者还会赋予现场运行人员部分权利并让他承担部分责任，当后者出色完成任务后应获得经济上和精神上的鼓励。在各种点对点的操作中现场运行人员具有明确的责任，管理者需要明确每一个体究竟在哪一个操作（或流程的哪一个环节）中负有责任，并据此给予他相应的培训。当涉及安全性层面的问题时，管理层必须明确每一位员工的责任。此时所提到的“资产”不仅包括电力系统的各种设备，还包括员工自身，所谓“安全性”是管理和保护电力部门资产的关键一环。

3.9.1.2　可靠性

电力部门对所处监管环境的了解往往是有限的，他们常处于各种各样的监管需求的管辖之下，故往往需要花费大量时间和精力来熟悉在这些管辖之下的监管环境。在监管机构的各种奖惩措施的约束之下，电力部门会被迫学习更多的知识，例如新的 IT 系统，或将要实施的新的规程等。电力部门承受着来自强制遵循可靠性标准、对可靠性改善的需求（至少要保证可靠性状况不发生恶化）等方面的持续压力。对可靠性考核方法及其一致性的监管越来越细致，迫使电力部门不得不在这方面投入资源，以致产生了间接的成本。电力部门唯恐在监管部门眼中失去可信度，因此他们可能会进一步地投资改善电力系统及其辅助支持系统。电力部门必须仔细权衡资本及运行管理投资间的关系，设定合理的投资比率，以期确保获得合理的成本收益。

电力部门可采取若干措施来对可靠性支出加以权衡：他们可以建立局部可靠性“负责人”制度，该负责人充分理解企业可靠性目标，参与辨识可提高可靠性的环节，并提出具体的改善可靠性措施，进而协调一个地区或区域的不同涉及可靠性实体间的行为；他们可以建设可追踪资产相关可靠性指标的 IT 系统；他们可以进一步学习国家要求电力部门强制执行的可靠性、安全性标准等；他们可基于各种电网运行绩效信息（如用户用电需求、收益率及成本的分时价格和历史价格）来确定设备的检修操作。最终，这些可靠性负责人对理论分析及现场运行经验进行权衡，得出合理的结果。

3.9.1.3　经济性

电力部门在电网运行和检修方面面临着多种挑战。在某一供电企业的供电区域中可能存在未充分利用的电气设备。“智能”电气设备可以帮助电力部门分辨出存在未充分利用设备的地理区域，或更精确地找出这些设备，给出可立刻实施的操作建议，最大限度地利用这些设备的供电能力。由于电力部门的收益率已由州一级的电力监管部门来强制规定，不同州对允许收益率的规定是不同的，电力部门可通过动态辨识提高供电能力区域来获得额外收益。电力部门甚至可以在未获得充分现金流增长的情况下为新用户进行投资或对电力系统进行升级。如果电力企业的收益率无法调整，则企业将无法承受系统升级带来的投资支出。电力部门常常要与强制的低投资回报率（ROI）相斗争。不同州的电力监管环境不同，故有些州允许投资回报率高于其他州。电力企业往往会致力于使其投资回报率在允许的范围内最大化。

资产管理工具还可用来进行工作优先化的排序。电力企业员工可从“智能”设备处获取各种电气装置可能出现的故障及故障造成后果的实时信息，这些信息可用来调整企业工作量付出的优先次序。类似地，智能的工具也可以让电力企业精确预测运行检修所需的预算、资本及资源等。在面临如此之多的不确定因素的情况下，预测企业未来的收益是更困难的。成本支出能否以合理投资回报基准收回？在某一特定区域的负荷增长趋势将持续下去吗？资产管理工具可用来进行更精确的收益预测，最重要的是，企业可以预先知道设备未经充分检修维护所带来的后果，从而基于充分的信息进行商业决策，或制定有效的紧急事故预案，其之所以有效，是因为在决策时采用的是实际的信息而不仅仅是假设。

3.9.1.4　监管体制

电力部门面临着巨大的监管挑战多来自于配电系统的可靠性方面。进行监管的实体组成非常复杂，且各自都有关于配电系统可靠性指标的不同量化和报表标准，主要有系统平均停电频率指标（SAIFI）、系统平均停电持续时间指标（SAIDI）、户平均停电时间指标（CAIDI）、短时平均停电频率指标（MAIFI）等，即使是同一报表标准，在不同州之间的计算方法也可能是不同的。因此，获得准确、完整、及时的信息用于形成可靠性报表也不那么容易。更有甚者，人们需要对相关技术及监管问题进行深入了解，才能更好地管理配电网中的分布式发电、可再生能源及各种短时中断供电现象。为了开展更有效的资产管理，电力部门需要主动与监管部门一起努力，帮助他们理解在智能电网环境下进行监管所存在的困难。

3.9.2　资产利用优化

电力部门可通过对所拥有资产进行更有效的操作评估、改善资产运行性能等来对其进行优化。只有在采用了智能电网相关技术后，这些评估手段才得以实现。从电厂到家庭用户，到处存在着电力企业可以用来优化资产利用效果的方法，主要包括：

1）电力企业可以尽可能延长已有资产的使用寿命。它们可以让效率低下的设备报废，使保留的高效设备的传输电力的能力最大化。电力企业可以使用资本基金来装设新的可产生效益的设备，并合理支出检修费用来支持旧系统的正常运行。一些比较陈

旧的设备可能不支持进行预测性维护的新技术，它们仍有必要得到维护，但是只能得到手动维护。考虑到持续增加的设备监控数据越来越有价值，在资产管理系统中引入通信设施在经济上是可行的。电力企业需要知道，也许那些有效益资产的寿命并不重要，但它们的运行状况是至关重要的。他们必须掌握某个设备非正常退出运行的频率，或某电厂或电网由于非计划事件而停电的频率。

2）电力企业应该制定明确的规范，来指导日常电力生产、规划、设备安装、原材料和设备选型等。

3）电力企业应拥有一个高效的供应链体系，包括可对各相关供应商做统一评估。

4）电力企业应制定长期的发展规划。系统规划人员应了解可用来进行资产优化的方方面面，资产数据是系统规划人员和运行人员的知识库。这些资产数据可用来分析不同的负荷优化方法，使得电力企业可以进行更有效的负荷管理，例如供电计划、基础设施风险分析报告（可提供被过度利用资产和未充分利用资产的信息，以及用于指定检修或设备替换计划的信息）、供电增容计划（提供有针对性的经济发展信息）等均可扮演此角色。

5）人力资源计划可用来进行劳动力优化。这一计划包含对工作量的合理评估，确保企业员工的能力被充分发挥，同时保证他们工作时间和日常生活时间的合理平衡，进而确保电力生产的安全性。人力资源计划还应包含对员工必要技能缺失的评估，以便对员工在执行特定操作所必须具备的技能进行培训，来消除这一缺失现象。因此，培训及提升计划应成为人力资源计划的必要组成部分，包括向员工提供恰当的工具和设备，使员工在面对挑战时拥有必要的技术手段及其他相关手段，还应能指出一个员工在经受了某一技能的培训后需要多长时间来达到熟练程度。

6）检修流程的性能应被重新评估。为使检修流程尽可能得以简化，应尽可能采用可重复、可计量的操作。绩效评估矩阵、平衡计分卡、作业活动分析、流程提升效果追踪以及成本和绩效的恰当模型和相关性指标等工具均可被用来进一步增强对资产的管理，其中绩效评估矩阵可与特定工作环节相结合；应可针对财务、运行操作、安全性及与员工有关的各方面内容对平衡计分卡的数据进行追踪、走向分析和量化评估；通过作业活动分析可以做到尽可能减少手工检修的操作，以降低潜在事故的风险。手工检修工作量越少，意味着员工面临潜在风险状况的机会越少。为了对这些环节进行改进，需要针对特定环节找到相关数据，并对这些数据进行分析。若能进一步建立起检修的成本模型和绩效模型，则可对其开展相应的相关性分析，而这些在“智能”设备能够采集更多数据之前是不可能实现的。

7）电力企业可以设定面向用户的目标，来对用户满意度进行量化。这些目标可以包括对用电交易的调查、用户的建议、可靠性体验、用户实时反馈及对用户开展电话调查等。对用户开展用电交易的调查，指的是周期性地调查用户，来了解从用户的角度如何能对供电服务做进一步改进，此时电力企业应扮演客户需求向导的角色。例如当用户打电话进行供电方面的投诉时，投诉中心的员工应从客户需求角度出发，主动将用户的需求提交给电力部门，电力部门进而应对供电可靠性进行追踪，向用户询问

关于停电的详细信息，比如说他（或她）认为平均多长时间就可能遇到一次供电不足的情况？面对用户的声音，电力部门应认真聆听并积极反馈。电力企业应定期通过问卷调查或利用焦点群体向用户进行咨询，使得企业的资产管理行为能够真正满足客户的需求。通过通常的途径，电力部门就可以改善用户的满意度，并使得相关员工在面对用户时具备充足的背景知识，从而表现得更有效率、更自信。最重要的是，电力部门可快速向用户提供准确、得体的供电服务。

3.9.3 资产管理的实施

一个高效的资产管理程序涉及如下五个步骤：

第一步是开展重点突出且高效的预防性检修。降低成本依赖的关键是找到可能导致停电事故的缺陷并为其设定高优先权。在设备还处于持续恶化的过程中时通过更加廉价的检修操作对其进行干预，是避免更换设备高成本的重要条件，并可持续减少对新建工程的依赖。预防性检修是低成本的关键，是建立高效资产管理企业文化的基础。

第二步是在对设备进行替换时选择那些成本更低的方案。若想要在改善可靠性的同时有更低成本的选择方案，需要具有创新意识、创造力及企业整体的规划和理念。典型的低成本方案包括：理解为改善服务品质付出代价的重要性并制定相应优化方案；为单位作业成本设定明确的收益目标；追踪间接成本并设定其削减目标；基于地域、资产类型及监管环境的不同合理配置资产替换或维护的资本，例如一个电力企业可以充分分析在某一具体州内资金支出与改善某些特定可靠性指标（如 SAIFI、CAIDI 等）间的关系，换言之，需把握成本与可靠性间的关系。

第三步是基于智能设备量测到的数据判断资产的状态。资产状态数据可为管理者提供新的手段，帮助他们量化利用更低的成本做出更好的决策。若没有详细的设备信息，当出现需求时，企业只能要么装设新的设备，要么什么也不做。为了获取资产状态，资产管理者需要：①掌握资产寿命、运行状态/健康状况以及进行故障预测所需时间；②监测表征资产运行状况的若干关键指标，如其安全性、可靠性、用户满意度及 ROI；③在一致的基于成本的检修经验的基础上，制定合理的检修策略；④为所有新增设备、未充分利用资产、资产的替换和寿命延长等制定合理计划。

第四步是开展平衡计分卡的评估，平衡计分卡可被用来追踪经过资产管理方面的努力后对设备表现的改善程度。可用来在各个领域进行量化评估的指标包括如下四种：①财务表现，包括股东收益及单位长度每回线路运行维护成本等；②用户服务，包括非常满意用户所占百分比、来自公共事业委员会（PUC）的投诉数目以及 CAIDI 等；③运行表现，包括 SAIFI、完成的作业占预估工作量的百分比、表计的读取率、在某一特定时间段内对用户电话投诉的应答比例等；④员工表现，包括机动车事故率、员工平均满意度、损失工时的比例及平均每位员工增加的计划外工时数等。

最终的第五个步骤是建立恰当的企业管理文化。要想改变一种已经延续了数十年的分配资源、对待环境的企业文化是极其令人生畏的。因此，对改革过程中的关键环节，领导机构应给予坚决的支持。明确的愿景、持续的沟通以及其他支持改革计划的相关行为是取得成功的先决条件。对那些对企业提高鲜有贡献的陈旧惯例应严格加以

控制，低成本、高效率、可量化的可靠性改善措施才是所需要的。这种成功不仅需要企业高层的主人翁精神、热情和献身精神，同时也需要企业每一位员工的责任感。要取得成功需要强有力的领导，要取得成功也需要时间。

3.9.4　当智能电网遭遇商业行为：电力运行部门眼中的资产管理

通过对现有设备的高效使用可最大程度提高资产的利用率，涉及如下步骤：①找出重负荷的设备；②尽量减轻这些设备的压力来改善设备的运行状况；③加强对陈旧设备的应对措施。

为了实现设备利用效果的改善，电力企业必须询问自身一系列与设备运行有关的问题，涉及产能规划、投资规划、检修及设备更换规划、设计、监管战略、客户服务流程以及对工作量和资源的管理等。

3.9.4.1　资产状态监测

资产状态监测的最直接做法是安装测量装置，来测量设备的潮流情况及其他相关情况（如油温等），可以通过 SCADA 系统来进行实时监测，也可以通过定期采集各种传感器测量得到的数据来进行离线检测。通过传感器获得的信息可以用来分析资产的利用情况及其面临的问题。

3.9.4.1.1　设备负载百分比

设备负载百分比用来评估指定设备面临的运行压力，包括变压器或地下电缆等，可表示为

$$\text{设备负载百分比}=\frac{\text{实际负载值（功率或电流）}}{\text{（功率或电流的）额定值}}\times 100$$

若设备负载百分比值高，则其运行压力大，当设备负载百分比值超过 100%（即过载运行时）可能导致设备预期寿命缩短。获得设备负载百分比值，避免过载情况的出现，可以显著提高设备的实际寿命。

3.9.4.1.2　改善系统负荷率

通常全系统负荷峰值出现在夜间（见图 3.152），输电网和配电网在规划时就应能满足这一峰荷的需求。对系统峰荷的有效管理能显著影响系统中设备的利用率。系统负荷率表征的是系统平均负荷与峰荷的比值，定义如下：

$$L_{\mathrm{f}}=\frac{L_{\mathrm{avg}}}{L_{\mathrm{peak}}}$$

式中，平均负荷 L_{avg} 又可表示为

$$L_{\mathrm{avg}}=\frac{\text{全部用电量}}{\text{用电小时数}}$$

可计算全系统的负荷率，也可单独计算某一设备（如某变压器）的负荷率。负荷率表征的是一个或一组设备的平均利用效果，通常认为负荷率低的设备为未充分利用的设备，负荷率高的设备为充分利用的设备。

降低某设备的最大负荷可提高其负荷率，进而改善其利用效果。例如，假设某设备的峰荷降低了 10%，并保证全部用电量（kWh）不变，则有

$$L_f' = \frac{L_{avg}}{L_{peak}'} = \frac{L_{avg}}{0.9L_{peak}} = 1.1111L_f$$

由上式可见，该设备的负荷率提高了 11% 以上。

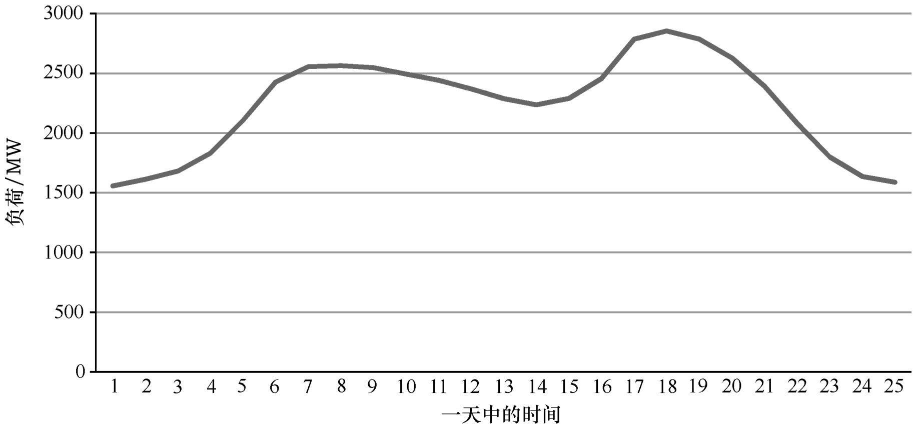


图 3.152　某供电企业的典型日负荷曲线

当前电力企业在规划和运行的时候主要基于峰荷来进行考虑，重载的设备需要被替换或升级，若能采取措施降低设备的负荷率，则这些升级和替换所付出的成本完全可以避免。借助于智能电网相关技术，尤其是通过先进计量体系及先进的配电网自动化技术所获得的信息，可以使得对设备的负载数值及负载发生时间等情况有更深入的理解。通过削减全系统或某一特定馈线的峰荷值，拉平负荷曲线，可以显著改进系统的负荷率，从而使系统的供电能力得以提高。

降低设备负荷的两种典型措施罗列如下：

1）负荷转供

将系统负荷从重载区域切换到轻载区域，在配电网中常可通过配电网重构措施来实现。通常可以季度、周或日为周期来实施这些措施。

2）三相负载平衡

尽可能使三相间的负载平衡，通常应用在配电馈线中，可产生如下多重效益：

① 做到三相负荷尽可能平衡，可降低馈线的有功损耗，避免发生潜在的峰值供电能力不足问题。

② 将负荷从重载相切换到轻载相，改善设备利用率。

③ 动态负载率：电力设备（如输电线路和变压器）的最大负荷极限会随着某一负荷水平的持续时间不同而发生变化。若短期过载发生的频率并不高，而且两次过载之间有足够的时间用于设备冷却，则通常还是可以接受的。类似地，外部温度、气象条件等对设备的负载情况也有影响，在设备运行时可以将这些因素考虑进来，以动态调整设备的负载率。

④ 需求侧管理：需求侧管理可用来开展有效的系统峰荷管理，显著提升设备利用

率。借助一些智能技术（如分布式能源的应用、蓄电池储能及负控操作等）可对电网特定运行点的峰荷进行优化。

3.9.4.1.3　降低系统损耗

输电线和变压器上的电能损耗是由流经的电流引起的。对于任何流过交流电流的电气元件，其有功功率损耗可表示为

$$P_{loss}=I^2R$$

式中，I 为流经该元件的电流（A）；R 为该元件的电阻（Ω）；P_{loss} 为有功功率损耗（W）。

由上式可见，有功功率损耗与流经元件电流的二次方成正比，故当电流增加时有功功率损耗也随之增加。当电气设备处于过载状态时，其有功损耗显著增加，带来由过热所引起的设备损害。合理调节流经设备电流可改善设备健康状态，降低功率损耗，还可以降低供电成本，具有直接的经济效益。

降低系统损耗可为电力企业带来明显效益。例如，假设某企业全部峰荷为 2500MW，负荷率为 52%，平均发电成本为 6 美分/kWh。假设配电网的平均网损为 5% 左右。若网损可降低 4.5% ~10%，则企业全年节省的成本可计算如下：

全年供电成本 =2500 ×1000 ×52% ×8760 ×6/100 =683280000（美元）

全年损耗成本 =683280000 ×5% =34164000（美元）

故由于网损降低了 10% 使得网损成本也相应下降了 10%，即 3416400 美元。

降低系统网损对设备负载率有直接影响。网损降低导致流经设备的潮流降低。在某些情况下，降低网损可以避免或推迟更换输电线路或馈线的型号，提高供电能力。

3.9.4.1.4　减少停电频率和时间

改善电力系统停电状况可为资产管理带来如下直接效益：

1）改善系统可靠性指标（如 SAIDI、SAIFI、CAIDI 及其他可靠性指标）；

2）提高设备利用率；

3）提高供电能力，增加企业经济效益。

通常减少系统停电的措施包括：

1）故障定位、故障隔离及事故后恢复供电（FDIR）：在系统中采用自动投切及自动控制的设备，以便在发生故障的时候尽可能快速恢复供电（本部分内容在本书其他章节有详细介绍）。

2）对周围环境中植物的监控：及时修剪架空线路附近的植物可最大程度减少相关故障发生的概率。

3.9.4.1.5　改善投资规划

提高装机容量、制定检修和设备更换计划都需要对资产进行投资。项目的支出包括持续增加的修剪树木的预算、杆塔监视和检修的成本、避雷器的升级、红外监测系统、变电站周围动物保护计划、变压器抽头的保护计划等。

电力企业应针对下述情况评估单位供电容量的成本：①为了能进行 1MW 的供电，相应安装容量的成本；②为了能进行 1MW 的供电，相应输电设备的运行和维护的成本；③为了能进行 1MW 的供电，相应变压器设备的运行和维护的成本。

电力企业在基于智能电网的理念确定优化投资策略的时候，应充分考虑已有的基础设施。这些投资的分析充满挑战，因为在业界内存在大量的技术、运行经验以及企业级应用软件系统，一些比较大的投资项目常常需要超过十年的时间来充分实施。智能电网投资规划分析应同时考虑短期规划和长期规划，应足够完备，涵盖电力企业所有方面，并进行过详细的投资回报测算。随着时间的推移，电力企业必须能对所拥有的资源善加利用，明确对投资回报影响最大的因素及其参数。

3.9.4.2 对劳动力更有效的管理

一个组织必须时刻按照其发展愿景和价值取向加以调整。人们需要理解应如何为企业的成功添砖加瓦，并从中得到合理回报。一个经过顶层设计的沟通体系是必不可少的。人力资源、整合的系统资源及其最大效率的发挥是企业资产管理系统的基础，由于人的不同，使得企业也各不相同。

基于智能电网理念及相关技术，可以构建灵活、高效的资产管理系统，使得电网运行维护人员可以更容易实现对资产的精确管理。电力企业可以为现场业务操作、设计、施工及其他重要团队制定高效的工作进度表。与此同时，由于工作进度表是基于工作开展过程中的实时信息来制定的，使得工作定位更加精准，更容易按时完成。不但如此，企业还可以更好地实现对标管理，准确辨识出在组织流程中能起更重要作用的团队。一个集成的资产管理系统有助于提升电力系统运行性能，为企业在发展过程中需要做出的改变准备人力资源。

3.9.4.2.1 移动办公管理

GIS 技术长期以来一直被重视，其有效性已被世界范围内数以千计的应用程序所证明。类似地，移动办公管理（Mobile WorkForce Management，MWFM）也获得了类似的成功，多年以来出现了大量应用。前者起初起源于在室内办公环境中绘制出纸质地图，被现场工作队伍及技术人员采用。后者起初多用于施工现场，也是被现场工作队伍及技术人员采用，但使用者也可能包括调度员及其他管理人员。在刚刚过去的 5 年中，两种技术出现了相互融合的趋势，不仅可以提高劳动力的生产率，也可以用于更有效的资产管理。为了更好地从这种技术融合中获益，把握接下来 5 年的技术发展趋势，回顾并了解 MWFM 如何渐渐发展到今天是很重要的。

电力企业的日常业务具有独有的特征，已经过了数十年的发展，起初基于纸质办公，目前已发展成基于复杂的 IT 技术驱动的业务流程。先进的 MWFM 技术及相应系统为这样的业务转型起了促进作用，有助于企业能更加有效地关注水流量和气流量的变化。

MWFM 体现了一个企业业务及劳动力管理水平的演变，伴随着与企业三个主要业务分工（客户服务与计量服务、检查与检修、电力系统建设）相关的技术和发展策略。这带来的后果是：当前的业务发展趋势及相应经济及环保因素会促进电力企业从企业的角度出发，更有效地管理企业的所有方面，以实现企业的终极目标。

下述四种业务分工是至关重要的，电力企业必须做好这方面的管理工作：

1）客户服务及计量服务：这部分工作包括日常的现场作业，通常耗时不多（从几小时到几天不等）；通常人们认为这类工作是“无法预先制定计划”的，或“无法预

先设计的”，但电力企业必须很好地完成。这方面的例子包括对用户需求的响应，如新用户接入、漏气漏水故障等。

2）停电：这部分工作包括对停电事故的响应，如发现断落的电线或主干线缺陷后的处理等。

3）巡视和检修：这部分工作主要是指围绕着管理和检修设备而开展的现场作业，例如对配电设备的常规检修维护，以及安排工作人员对出问题的关键配电设备进行修理和更换等。

4）电力建设：本部分工作所涉及的业务通常比较复杂，需要较长时间的计划、设计、工时安排以及具体实施，可能的时间跨度从几天到几个月不等。长周期的业务通常需要耗费较多资源，涉及多个投资部门，需要对相互配合的工作单元进行管理和协调。这方面的例子包括新设施的建设，如建议新主干线、支线等，以及对陈旧的设备及相关辅助设备进行更换等。

在起初的时候，MWFM 主要关注的是前述第一类工作业务，即客户服务及计量服务，也包含与停电有关的业务。在那个时代，即使有些地方应用到了 GIS 技术的支持，相关的例子也是相当少的。

当今电力企业可以对前述三种业务划分进行有效管理，从而部分解决所面临的 MWFM 方面的问题。在对电力企业进行管理时，当把老迈的人力资源及陈旧的基础设施作为企业发展的主要障碍后，人们就更愿意采用 MWFM 技术来更有效地改进企业业务流程，这是一个明显的优势。

在解决陈旧的资产和设施所带来的双重挑战时，电力企业必须对可能采用的电力资产及劳动力管理的多种技术进行协调，获取必要的数据，并将数据在整个企业范围内进行传输。在同一系统内的所有现场工作人员都能从中获益，这种收益涉及所有三种业务划分。例如，一个在现场工作的技术人员在维修了一条断落的电线后，他/她可以通过手机录入相关数据，这些数据可在客户服务部门、电力生产部门、计划部门及其他相关部门间共享。等到需要对这条线路进行巡视或检修的时候，相关检修人员可以即时获取该设备的历史维护数据。另一方面，在对周期较长的大规模业务进行计划和准备的时候，这些数据也可以发挥相应作用。显而易见，能够获取此类数据，尤其是包含地理信息的数据，可以在部署人力资源和设备资源时极大地节约成本。

一项近期的关于劳动力管理行业的研究表明，当存在多种市场推动力的情况下，面向资产本身的长周期业务的移动化管理仍是一个少有人涉足的领域。多数企业都没有一个可同时适用于短周期和长周期工作业务的方案，常常通过多个 MWFM 系统来实现管理的移动化，而不是将它们集成为一个统一的企业应用程序。同样地，老化的人员结构也会阻止企业在全局层面选择能促进企业业务流程得以顺利实施的重要技术方案。不但如此，基础设施的老化问题会强迫电力企业更多地把资源投入到资产密集型的工作中去。这些当前面临的问题组合到一起，使得电力企业目前已经到达了更加关注通过 MWFM 来提高现场工作水平的关键阶段。

目前的形势已很明朗，要想既能提高电力企业业务流程的效率，又能提升具体业

务操作的质量，就必须建设和部署一个能涵盖整个企业范围的 MWFM 系统。现有的解决方案通常在处理前述三种业务划分中的某一种时具备足够的功能，但是多数技术方案仅处理特定的问题，例如仅能处理用户/计量服务，或仅能处理巡视和检修的业务，却不能在开展电力建设工作时同时开展对设备的巡视和检修。电力企业迫切需要一种能同时管理所有这三方面业务的 MWFM 技术方案，但只有在所有业务和数据都全面信息化之后，这种技术方案才有可能实现。

电力企业需要开发特定的功能来同时处理前述三种工作业务，而很多电力企业仅部分解决了相关的 MWFM 问题，例如，有些电力部门使用移动通信设施仅是为了部署客户服务工作，或仅是用来安排和下发巡视及检修工作。若建成一个涵盖全电网且具备充分 GIS 支持的 MWFM 系统，电力企业就可以只运行和维护一套应用程序，而业务的机动性、安排和下发工作的灵活性以及数据的透明性即可在所有的工作层面得以实现。

企业级的 MWFM 系统所提供的功能可为电力部门创造一个关键的机会，使得客户服务、计量、停电、巡视和检修以及电力建设都在 GIS 的支持下结合在一起，从而在整体上降低 IT 方面的成本，提高电力企业整体的生产力水平。

电力企业正在不断地致力于提高服务水平，更有效地应对突发事件，而且在寻找一切机会改善服务和运行质量。显然，电力企业需要处理的业务就是那些“使企业之所以成为电力企业”的特定日常工作。将来，工作业务的制定应从本质上体现企业整体的工作计划，例如对客户所提供的服务（包括新设备的接入或漏气、漏水事故）应可以与相关的巡视和检修业务相互协调。

例如，对客户需求的响应可以结合着对现场其他相关重要设备的管理。具备 GIS 功能的移动通信系统可以使业务内容和业务类型可视化，同时提供现场工作人员和设备承建商的相关信息。这种不断增强的可视化会带来更好的客户服务和更有效的业务实施，最终实现成本的削减。

由于在电网中的基础设施变得越来越陈旧的同时，电网员工也会越来越衰老，同时他们也会越来越熟练，因此电力企业必须具有前瞻性的意识，采用更强有力的技术来武装这些员工及基础设施。多年以来，扮演相关业务管理角色的通常都是相互孤立的 IT 系统，仅能有效支持短期的业务，如客户服务或计量服务等。借助于现代化的 MWFM 系统，电力企业现在可以更好地把握资产巡视和检修的状态，制定更合理的计划，并能使这些巡视及检修状态更直观地被可视化。

随后将被关注的问题应是如何成功地对电力建设方面的业务进行管理，来改善客户服务及巡视检修等。为了架设下一英里的输电线路，或为了更好地规划设计电气设备周围环境，以及更好地运行维护这些设备，急需用更加强大的 GIS 组件来提升 MW-FM 的性能。在 21 世纪电力企业及通信运营商将要面临的主要现场作业方面的变化，就是如何能更好地把 MWFM 与功能全面的 GIS 技术相结合。

现在可以用更低的成本来满足持续增加的客户服务需求，这现在是、将来也是现场作业的一个标志性的特征。与此同时，人们也可以在对作业任务进行现场准备的时候考虑更多可定制的灵活性。人们在开展全企业层面或某些特定业务流程层面的现场

作业的时候，可以有效地把软件解决方案与特定的行业行为相结合，在企业开展大规模工作的时候，可以结合 MWFM 和 GIS 提出解决方案，几乎所有企业都可以从中收获可观的、可重复获得的收益回报。

3.9.4.2.2　双重威胁：设备老化及人员老化需要资产和劳动力管理的整合

一个公共事业部门在开展培训的时候，几乎不需要向被培训对象解释为什么各种地上或地下的基础设施（无论是电力设施、供气设施，还是供水设施）对当今时代是至关重要的，而且这些设施的使用寿命是非常明确的。与此同时，绝大多数的企业管理者也都知道，在这些基础设施日趋老化的同时，运行和维护这些设施的劳动力也在不断地衰老，同时使用这些设施的客户也在衰老。在相关的工业论坛上常有与持续老化的基础设施及不断衰老的劳动力资源相关的文章、学术论文或演讲发表。对于企业管理者、监管者、企业雇员及被服务的客户而言，出于对他们自身权益的考虑，应注意到设备和运行维护设备的人员之间是相互作用的，设备老化及人员老化的双重威胁是一个需要被特别关注的课题。

在电力企业向一个在现场工作的技师或其他相关人员下发（对某一变电站的）一系列巡视和检修工作指令的时候，人们常常假设这些人员已经事先经过了充分的培训，具有充足的经验。目前美国电力系统从业人员的平均年龄为 49 岁，因此做出前述假设是有充分依据的。事实上，在电力业界，有很大一部分受过良好训练、具有丰富经验的员工的年龄处于 45 ~ 54 岁。在涉及设备巡视和检修的多种业务流程中，这些员工常常表现出丰富的经验，他们对相关设备资产都非常熟悉，因为他们往往在本领域已经工作了 25 年以上。

尽管巡视和检修的业务流程都有详尽的文档，而且对员工也都会经常进行培训，但个人知识和经验仍然起着非常重要的作用。了解某一类型设备的特性，甚至能熟练说出设备的编号，在开展设备巡视作业和/或在必要时对设备进行维修时是非常有价值的。随着这些技术人员中的领军人物年纪越来越大，他们中越来越多的人会从电力企业制定的提前离职/退休补偿方案中获益，有些人甚至会比原定时间更早离开。当这些人作为个体离开了公司，他们每个人所拥有的知识和经验也随之离开了。多数电力企业会对成本进行严格的控制，因此雇佣到恰当的人来替换这些新近离职的人员常常需要花费很长的时间。即使找到了合适的人选，想要让他们达到前辈同等的知识水平常常需要数年的时间，而不是几个月就可以。随着合同工所占员工比例越来越大（即使在那些需要经验的领域也是如此），电力企业也许根本就没办法雇佣到合适的员工，或在该员工合同到期之前就令其拥有充分的现场工作技能。

因此，若一个起初在变电站内工作的技术人员或工作小组在下一年被安排到变电站外面的线路工区做同样的巡视检修工作，他们相对而言就是一个新手，在以往职业生涯中获得的经验和技能在后续工作中的表现将逊色很多。毫无疑问，他们会尽自己最大的努力，严格遵循已形成文档的流程规范，随时接受现场前辈的指导和检查，但其把握某一特定设备具体状态的内在能力会大打折扣。

在现场人员的年纪越来越大的同时，被他们运行和维护的设备也越来越老化，因

此也需要更多、更持久的检查和检修，在某些情况下则需要被替换掉。报纸头条新闻或电视新闻经常会说，人们在过去的5年内见到了太多的电力、供气、供水等设施的事故，有些事故是很惊人的。这些事故轻则导致供水、供电等服务的中断，重则可能会导致人身伤害的严重后果。大部分这些设备在运行的时候必须始终被巡视、检修，必要时加以替换，以保证运行的可靠性。尽管全国范围内大部分此类公共设施运行状况还是不错的，接近甚至超过计划运行寿命的设备所占的比例也在持续增加，需要安排现场作业来对它们进行必要的检修甚至替换。在这类现场作业实施过程中，员工个人对某一特定设备的了解与企业全局安排的培训计划同等重要。

这些工作计划通常由某种资产管理系统或工时管理系统生成，这样的系统需要整合相关技术，当然也包括特定的业务流程、规程，甚至还可能包括相关的会计业务，所有这些都用于支持一个资产管理系统的成功运行。多年以来，这种系统一直都被建设成所谓“仓储式”的，包含所有已安装、被维护的设备，所有的计量表计都靠某一个特定系统（甚至某一张表单）来管理，所有的变压器以及相关变电站设备又由另一个系统来管理，以此类推。然而在过去5年里出现了一个显著的趋势，期望在全电力企业范围内建立一个统一的资产管理系统，用来对所有设备做全设备周期的管理。

具有讽刺意味的是，类似的仓储式系统构建模式也存在于对企业现场工作人员的管理中，例如计量和客户服务人员由某一工时管理系统来管理，而配电相关人员由另一个系统来管理，事故处理人员又由第三个系统来管理。同样与资产管理系统类似，近年来人们也期望能在全电力企业范围内建立起统一的人力资源管理系统。在这两种合并趋势的推动下，人们将能够建立一个更加全局性、集成度更高的资产管理和人力资源管理体系，以往这两者各有其运行准则，现在则更具协同性，运行的性能更高。再没有什么比解决由日趋老化的设备以及同样快速衰老的劳动力所带来的问题更有价值了。

为什么在现场环境下可以发生这种协同效应？考虑一下前面提到的例子：一个技术人员或工作小组将走出变电站之外，去执行一系列巡视和检修的任务指令。合理确定这个工作小组的人员组成是一个很好的出发点，此时企业级的人力资源系统将有助于更好地建立这支团队，例如可以选择最具备适当技能的人选，向他们下发组建团队的指令，合理地安排工作计划，总之，目标是获取最佳的工作效率。

巡视和检修设备的指令则将由企业级的资产管理系统发出，生成指令的依据是基于运行时间、运行状态以及周期性检修计划等多种判据，这样就可以辨识出急需被巡视和检修的特定设备。这些指令可以以数字化形式被传输到前述技术人员或工作小组手持的移动数据终端（MDT）。在MDT的屏幕上会显示所有指令及相关设备的详细信息，使得企业员工对需要做的事情有一个清晰的概念，但并不会具体指导他们如何实施这些任务。这些问题的解决在以前只能靠对员工进行培训，以及员工自己所具备的专业知识，这种情况在当前多数电力企业中也很常见。但是随着人员和设备的不断老化，问题如何解决在现在和将来都并不像电力企业所期望的那样清晰。

这些情况从一个侧面体现了整合资产管理系统和人力资源管理系统所带来的新能力和新价值。在这种系统整合的情况下，现场人员手中的MDT除了收到了详细的指令

之外，还会发给他们一个超级链接或文件附件以供浏览。所提供的链接是一个可点击的关于该设备详细巡视和检修流程的参考文档，该文档实际上已存储于 MDT 的硬盘之中。若现场人员所处区域可以连入无线网络，他还可以打开一个企业内部网站，在上面展示有详细的操作流程。除了可以提供文字信息，该链接还可以提供图形化的指南，例如某一特定设备模型的详细图解。借助 MDT 的缩放功能，技术人员可以依据所需将图标放大到非常详细的比例。技术人员从他/她的指尖就可以获取如何完成任务的具体指导，而且该指导总是时刻保持最新的。

前述网页型的参考资料对处理一大类相似设备而言是非常通用的，对于更具体化的需求来说通过附件来传输文档更加合理。在采取附件形式传输信息时，与某一特定设备或特定指令相关的详细信息（如前一天由检修同一个设备的另一个工作组拍摄的数码照片）可以被传输到手持 MDT 上。本日对该设备所做的任何操作也可以被拍摄成另一张数码照片，并作为指令完成流程的附件发回到资产管理系统。在本例中超级链接和附件的区别主要是由发生或解决问题的特定设备及指令的具体情况来决定的。

当一个工作组必须依照巡视结果来实施检修流程（如对一组设备进行更换）时可能会导致另一种情况。借助于安装在移动通信设备上的软件以及无线通信网络，工作组可以求助于第三方应用程序，这些程序可能已安装在该移动通信设备上，也可能需要通过互联网来获得。举例来说，在对某些设备进行检修和置换的建设任务中，兼容性组件（Compatible Units，CU）是一项重要的内容。借助于前述第三方工具，工作小组可以查询可获取兼容性组件的资料库，从中找到出问题设备的详细信息，并确定工作流程实施过程中需要付出的材料和劳动力成本。在过去这种信息都存储于纸介质中，在相关电力企业和员工中耳熟能详，借助这种能力他们可以轻易、快捷地查询到相关兼容性组件的信息，而且这种信息总是最新而完备的。

通过前述手段，人们总是在从事某项工作最需要一些重要信息的时间和地点获得这些信息，而这些技术手段在以前是无法获得的。这样的工具和手段可以极大地帮助电力企业员工提高对需面对的设备或工作流程的熟练程度。前面提到的两个例子表明，一个经过详细设计和集成的解决方案可以极大改善电力企业日常工作，并有助于其实现长期的可靠性目标。仅有当电力企业资产管理系统和人力资源管理系统被恰当整合在一起并共同发挥作用后，其整体效果才能被充分发挥出来，在帮助电力企业消除日趋老化的设备和人力资源的时候将发挥有益作用。

3.9.4.2.3　工作量预测

这里所说的工作量的预测通常需要用到历史数据和其他信息（例如已知的工作规程），将其输入到一个由三层神经网络构成的工作量需求预测模型中，可以对今后一年内的工作量给出预测结果。可以对被输入数据反复提出一系列假设分析（what-if）问题，使得预测结果渐渐与实际工作需求相匹配。随后该系统的输出结果可被输入到工时计划安排流程中。

预测系统的输出结果可以允许计划制定者进行下述工作（但不仅限于此）：①发布高度精确的工作量/劳动力分配预测结果；②预测的时间跨度可以从数天、数周、数月

直至数年；③通过一个友好、直观的界面来进行预测工作；④自动导出所需历史数据，得出预测结果；⑤允许输入与某些特定工作流程相关的特殊数据；⑥辨识出输入数据中存在的复杂模式和相关性规律。

3.9.4.2.4 计划安排功能

借助于计划安排功能，电力企业可以在第一时间调用正确的资源合理地完成工作任务。在做工作任务指定计划的时候，利用预先定义好的规程参数和规则可以实现即时自动化。客服中心的工作人员可发起服务需求，安排工时和人员，确保正确的技术人员在正确的时间处于正确的工作岗位上。MWFM 系统的计划安排算法能保证最初的计划安排是经过优化的，并能按照需求对工作任务的指定和工作计划的安排进行重新优化，以保证现场资源用于进行指定的工作任务，使得安排计划始终是最高效的。

计划安排功能允许电力企业开展如下工作（但不仅限于此）：①定义及调整技术人员或技术团队的可用状态；②沟通并保留客户的指定服务人员资源；③自动向相关技术人员下发工作指令；④当工作环境发生变化时对工作计划进行重新优化；⑤依据城市道路网的信息来安排施工的路线和流程；⑥当工作条件发生变化时对工作计划做手动调整。

3.9.4.2.5 任务分配

借助任务分配功能，可以使企业员工在更高层面实时获得整个现场工作任务的详细把握，其表现形式可以为甘特图（时间线）或表格窗口。任务分配者可以从中获取充分的灵活性，使得他们在工作条件发生了值得注意的变化后可以对已分配给技术人员或团队的任务进行调整。在进行任务分配的时候，系统可以自动进行一些固定流程和功能的任务分配，同时允许人们手动处理一些意外情况。

任务分配功能允许电力企业中的任务分配者开展下述工作（但不仅限于此）：①监视技术人员及指定执行的进展和状态；②重点关注需要特殊注意和处理的状态；③通过任务分配地图和 GIS 监视工作团队的具体位置；④当现场工作人员手头没有合适设备时，帮助他们录入状态数据并完成指令流程；⑤监视现场资源状态与未完成工单间的状态差别；⑥通过 GIS 查看未完成工单中相关设备的状态。

3.9.4.2.6 移动通信设备

移动通信设备完全改变了所有现场工作人员处理工作指令的方式。在现场作业的技术人员将不再会接受纸质或通过电话下发的工作指令，取而代之的是通过无线通信手段向移动通信设备下达指令。

对于现场工作人员而言，移动通信设备向他们提供了全新的工具、信息和无线通信手段，使得他们可以实时通过无线通信网络获取工作指令、完成现场作业、反馈现场设备状态更新信息、提交指令完成请求等。借助于基于 GPS 的地图和街道级路线规划功能，人们可以获取不同工作地点间的优化路线，以最大程度缩短工作距离和时间。

移动通信设备允许现场工作人员开展下述工作（但不仅限于此）：①完全通过无线通信方式在现场接收或下发工作指令；②向后勤部门或其他工作团队提供设备状态的实时更新；③向后勤部门发出提供辅助信息的请求；④在移动设备地图上浏览工作路

线和工作指令，进行工作路线优化；⑤实时发布设备潜在危险状况的信息；⑥完成、编辑和批准工作时间表。

3.9.4.2.7　报表

另一个向现场作业优化迈进的显著步骤可能是将设备性能报表系统与 MWFM 系统相集成，以提供设备运行状态的关键视图和深入了解，这既可以是战术性实时层面，也可以是战略性发展层面。通过互联网开展设备多维分析和详细性能报告，可以使一个电力企业找到改善劳动力绩效的真正推动力并做出合理改进，以达到工作效率的最大化。

报表系统通常由知识仓库、营运仪表板以及决策支持功能来组成。这些集成在一起的组件使得人们可以对运行数据开展深入持续的分析，一方面可以得出日常现场工作的战术指导，同时也可以通过对历史设备性能的深入把握来帮助电力企业进行战略性的分析、规划和预测。从报表系统中获得的信息可以被反馈回预测流程的最初步骤，因此可以形成一种可自我支持的优化现场作业流程。

报表功能允许电力企业中开展下述工作（但不仅限于此）：①通过对电力企业数周或数月实际数据的分析来获得企业长期的发展趋势；②把握当前现场作业的短期战术性策略；③基于历史数据库构建自身独特的报表结构；④自动向相关目标人员发布生成的报表；⑤通过一个友好的互联网界面获取所有报表。

3.9.4.2.8　点对点的效益及自上至下的效益

当前公共服务型企业所处的环境始终处于持续变化之中，所面对的挑战包括持续提高的成本、全球化、企业的合并和收购等。电力企业的输配电部门始终致力于在满足客户需求的同时能够遵循越来越复杂的监管规则，并达到公共设施越来越完善的要求。对很多人来说，这些“全新领域内的”需求和技术已开始涵盖所有的工作类型和所有的工作人员，并将支持所有现场作业流程中的每一实质性步骤。作为达到这些全新需求的结果之一，输电和配电企业已经紧跟形势实现了一些令人称奇的成果（见图 3.153）。

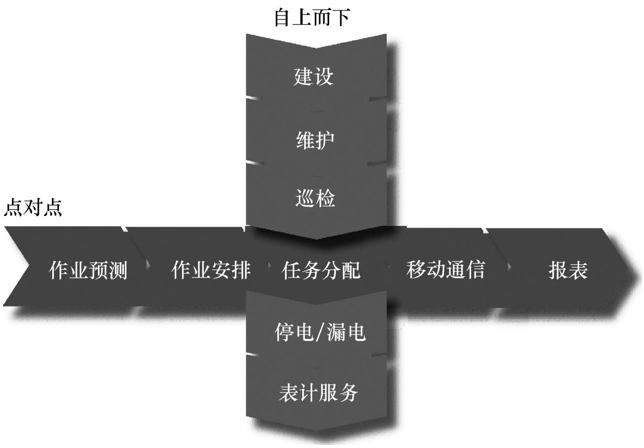


图 3.153　来自 MWFM 系统的点对点效益及自上而下效益

（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

为真正获得这些全新效益，电力企业所建立的 MWFM 系统必须确保全面支持“点对点的”工作流程以及“自上而下的”功能设计。如果不能做到这样，则在后续描述中提及的收益将难实现得多，投资回报也将被大大延迟。

所谓“点对点”意味着在执行现场工作指令时，所有的必备步骤应该自动形成一个有效的流程序列。这一流程起始于对整个工程实施期间所需的工作量及资源[⊖]的预测。在确认和分配工作指令的时候必须针对特定的资源，这一工作指令随之会下达至相应资源。技术人员及其工作组应在工作现场通过移动通信设备收取这些工作指令。最终，工作人员应立刻汇报工作结果并加以分析，或在指定时间之前进行汇报和分析。

这样，所开发的（针对电力企业的）业务管理套件可提供点对点或自上而下的管理功能，使得电力企业对劳动力管理的范围可扩展到涵盖工作的预测、安排、指令下发、移动化和报表等方面。企业可借助这些管理功能来实现出色的工作流程，支持全部的电力建设、检修、巡视、系统故障及跑冒滴漏等事故和计量服务的工作指令类型。简言之，这种先进的 MWFM 系统几乎支持与输配电企业的劳动力相关的所有事情。

在早期的电力企业生产力管理中，主要的工作指令都与客户服务或计量服务有关。当采用 MWFM 来进行这种大量短期工作指令安排工作后，人们发现在客户服务与现场劳动力生产效率领域很快就会收到显著回报。然而当时这仅涉及电力企业现场工作的一部分内容，仍有大量的现场技术人员和工作组仅依靠纸质工作指令文件和电话指令来开展更为复杂的工作。

全新的解决方案自上而下地支持电力企业所有现场工作指令类型，现在对电力建设、巡视、检修、系统故障、跑冒滴漏事故、客户服务及计量服务等不同类型的支持力度是相同的。为了实现如此广泛的支持范围，MWFM 的工业解决方案已被大大扩展，涵盖所有复杂领域，涉及现场资产管理全生命周期的工作指令。

1. 数据易获取且精度得到改善

1）自动采集现场数据，自动确认工作结果；

2）可将关键的电力企业信息、客户信息和设备信息发至现场；

3）可提供工作流程的实时反馈；

4）可判断现场采集数据的真实性，以确保后台系统获取正确信息；

5）通过友好的图形界面、上下文敏感的下拉列表及自动填充功能来不断改善录入数据的精度。

2. 在现场更多的可观测和可控制内容

1）对设备运行性能进行量测和分析；

2）从全电力企业层面对劳动力及工作量进行整体把握；

3）采用基于互联网的实时报表工具；

4）当日常情况发生变化时保持对工作流程的持续优化；

5）允许 MWFM 系统使用者按照实际需求对系统进行配置、部署和修改。

⊖ 包括人力资源和物力资源。——译者注

3. 加强工作质量，节约时间

1）避免对工作指令的排序、打包及获取工作完成信息的手工操作；

2）对地域上分散分布的指挥中心进行协调；

3）降低现场所需技术人员的数量；

4）当企业发生变化时随时调整 MWFM 系统规模；

5）通过开放式、分布式的架构来实现企业劳动力管理系统的灵活性和自适应性。

4. 客户满意度持续提高

1）可以满足更多的客户服务需求；

2）确保员工在一次出工时具有正确的设备、技能和合作团队；

3）允许服务中心能提供更精确的服务预约窗口；

4）对客户的服务需求提出实时的反馈信息；

5）满足规律性的客户服务需求。

5. 降低成本

1）利用路线规划优化功能缩短出工时间和距离；

2）缩短员工的加班时间；

3）减少系统运行的花费及日常开销；

4）对合同工的使用进行优化；

5）提高每个工时安排者能掌控的技术人员的数量。

6. 提高工作效率

1）避免依据电话指令或纸质指令开展的工作流程；

2）提高工作指令总量及指令完成率；

3）改进服务响应时间；

4）对现场资源的监控及管理进行改进；

5）通过流程优化功能显著缩短生成工作计划、复检及计划改变所需时间。

3.9.4.3　电力部门资产管理应用实例

3.9.4.3.1　变压器状态监测系统

变压器状态监测系统直接对系统中的关键变压器进行检测，积累变压器的潮流数据及变压器油的状态信息，例如变压器的油温、水含量以及溶解在油中的可燃气体总量等。将这些检测到的信息输入到分析或统计工具中可得到变压器的运行状态，同时警示相关负责人员关注该变压器运行的健康状况。

3.9.4.3.2　变压器负载管理系统

变压器负载管理系统（Transformer Load Management，TLM）用来评估配电变压器的负荷率及峰荷，峰荷的计算需要汇总某一配电变压器所供电的所有用户的最大用电量信息。通常电力企业可以通过表计的读数来获得用户的月度用电情况（单位为 kWh），若终端用户的表计能给出其他时间跨度的用电信息，则借助 TLM 可计算出每一配电变压器的峰荷及功率因数等指标。

3.9.4.3.3　断路器状态监测

断路器状态监测系统可检测断路器分合动作的次数及开断电流的大小，故有助于

安排断路器的检修计划。需要通过量测开断过程的持续时间和开断电流大小来估计断路器触头的磨损情况，单次动作的效应被累积起来，其累积效果可与一个用户自定义的阈值相比较，当累积超过阈值时将发出报警信息。

3.9.4.3.4 避免电压互感器故障

电容耦合电压互感器（Capacitor Coupled Voltage Transformer，CCVT）由三部分组成（见图3.154）：①两个电容器，通过它们可以对输电线路电压进行分压；②一个电感元件用于使设备的运行频率与线路的频率一致；③一个变压器用于一、二次系统的隔离，进一步降压来获得输入到继电保护中的信号。

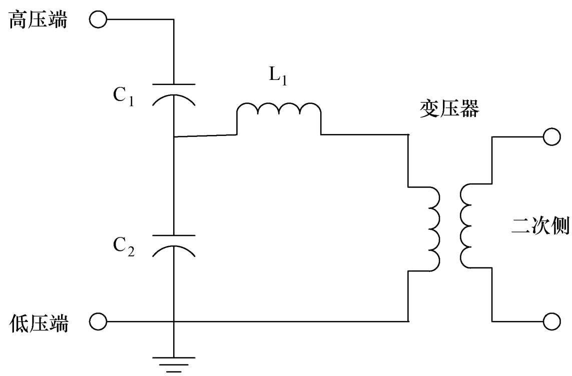


图3.154 CCVT的组成部分

CCVT的预期寿命为20~25年，电容器通常直至其寿命末期都能稳定运行，但随后将引发灾难性故障。

对三相母线或对输电线路进行三相测量时可以采用三个相互独立的CCVT。监测零序电压（$V_A+V_B+V_C$）可以尽早发现某一CCVT发生故障，使得人们有充分的时间来规避系统可能面对的暂态过程（如必需的倒闸操作）。

3.9.4.3.5 穿越故障监测

监测穿越故障是对配电变压器开展资产管理的理想方式之一。在美国的东南部炎热的夏季，雷雨天气是非常常见的。若落雷击中由某变压器供电的配电馈线，则该变压器很可能需承受多重穿越故障冲击电流。故障电流从上级电网经由此变压器流向馈线中的故障点，穿越故障是电流很大的故障情况，可能对绕组绝缘的动稳定和热稳定同时带来巨大压力。对某配电变压器开展穿越故障电流的数量及幅值的检测，可以使电力企业得以开展即时状态检修。变压器的继电保护装置可以统计穿越故障时间的次数，当保护动作次数超过某一预设限值时将报警，电力企业应在穿越故障发生次数达到预设值后派出现场工作队伍对该变压器进行检修。

3.9.4.3.6 故障定位

当电力系统受到某种扰动，如雷电击中某条架空高压输电线，在该输电线的导体及故障附近相关输电设备中将流过大电流，有可能短时间内就会对线路导体或相关输电设备（如变压器组）造成损害。

继电保护装置可检测到架空输电线路上发生的扰动，并在损坏事故发生之前向线路两端的断路器发送跳闸信号。精确的故障定位有助于工作人员加快恢复供电，从而缩短停电时间。若到故障位置的距离已知，则电力企业可以迅速派出巡线员工进行必要的修复工作，从而节约大量的时间和金钱，否则（在没有故障定位的情况下）人们必须沿线进行详细排查才能找到可能的故障。

3.9.4.3.7　即时状态检修

由于检修环境往往很严酷，而且对人身设备安全的要求很高，所以电力系统对设备进行检修总是很具有挑战性的。优秀的检修作业可对电力企业保持（经济及可靠性等）底线做出巨大贡献，这反过来又能有助于评估检修所需的支出（常以投资回报率的形式）。

电力企业过去常采取预防性检修的方式，这通常指的是周期性检修。预防性检修是在固定时间间隔内安排检修，故是基于时间判据的，检修部门可能在设备还正常运行、不需检修或替换时实施检修作业。事实上绝大多数设备故障都与该设备持续运行的小时数无关，因此周期性的检修并不总具有很高的性价比。

有些电力企业仅采用突发性检修的方式，即只在现有设备发生故障后才开展维修或替换作业，这将带来非计划性停工及电力生产延迟，进而造成电力企业经济效益下降。仅当设备因故障而停运时才进行维修往往会导致二次损坏，进而使检修的成本增加。

即时（Just-In-Time，JIT）状态检修是基于设备运行状态的。电力企业监控的是电网中设备的运行健康程度，当发生报警时即派出工作小组实施检修，基于监测数据的分析来做出检修的决策。在理想的状态下，设备的状态被大量在线传感器持续监测，并被进行持续的数据分析。

作为智能电网建设计划的重要组成部分，电力企业正在进行初期投资来购买传感器和监测设备，来对关键的设施进行定期的监测，在问题发生之前将其发现，从而避免故障造成的停工，保护企业所拥有的资源。即时状态检修同时强调矫正性措施和预防性措施。基于设备状态的监测能帮助人们找到导致事故发生的原始原因，并在恰当的时间开展恰当的检修作业。这种检修方式的探索是资产管理的有机组成部分，终将表现出应有的价值。

3.9.5　当智能电网遭遇用户实际需求：用户眼中的资产管理

商业用户、工业用户和居民用户都被鼓励降低能源的消耗，用户自己也在探索需求侧管理方面智能电网技术的实际应用，目的是优化自身用电设备的使用，在电费得到削减的同时不至于对自身工作和日常生活的习惯产生明显影响。在当前的新形势下用户优化能源利用的需求更加强烈，尤其是当能源的利用与全球变暖问题、政治因素、经济激励以及用户所处电力部门已经致力于采用先进的智能电网技术时更是如此。

3.9.5.1　现场发电⊖

无论是出于财政方面的考虑还是环保方面的考虑，抑或有时兼而有之，越来越多的电力用户在考虑自己引进可再生能源来发电使用。在优厚的州政府或联邦政府经济政策的刺激下，当前是考虑采用太阳能发电或其他可替代能源形式的最佳时机。一些电力企业在考虑在自身电网中提升可再生能源发电的比例，从而降低对化石燃料及进口石油的依赖，舒缓气候变化的压力，因此它们愿意积极帮助用户采用可替代能源

⊖　指在用电的本地或附近来发电。——译者注

形式。

电价扣减：当用户采用风力、水力、太阳能、燃料电池技术、生物燃气或生物质能来发电的时候，电力企业的电价扣减服务人员允许用户用自身发电的电量来抵扣其从电网中获得的电能。用户可以在电力部门开设专有信用账户，将其发电中未被应用部分存储在账户中。电价扣减的比例和计划通常由电力部门来制定。

太阳能发电计划：当前电力企业正致力于采用清洁的可再生能源来满足美国持续增长的能源需求。他们已经通过电价扣减服务帮助数以百计的自发电用户来用过剩发电量向电网供电，这些用户已获得了实际的经济回报，或获取了在电网中用电的信用额度。电力企业还参与了由公共机构或私营企业开展的多种革命性太阳能发电计划，包括太阳能高速公路或通过在屋顶安装薄膜太阳能电池板来发电等。举例来说，在太阳能高速公路计划中，太阳能发电可用于向高速公路的照明设备供电，从而降低国家对化石燃料的依赖。太阳能电池板在日间进行发电并输送给电网，电网在夜间向高速公路提供等量电量用来照明，这一切都通过电力部门与州政府间的电价扣减协议来实现。电力企业可以通过多种方式来促进太阳能发电事业的发展，包括将太阳能发电生产厂商吸引到所处州内，以及参与太阳能发电系统安装时候的合作。

3.9.5.2 能量需求及消费的管理

存储数量巨大的电能是不可能的，发电功率必须精确等于用电功率。用电高峰期常常由用户的生活习惯、作息制度及天气因素来决定。一些电力系统的用电高峰期在夏季，因为需要满足大量的制冷负荷，而另一些电力系统的用电高峰期在冬季，因为存在大量的取暖负荷。为了满足负荷高峰期的用电功率需求（通常不会超过全年供电时间的5%～10%），电力企业不得不建设足够的电厂来提供充足的功率。当前多数新建电厂都依赖化石燃料来发电，这会造成空气污染。如果能削减用电高峰期的用电量，电力用户就可以帮助电力系统推迟新建电厂的需求。如果用户将用电时间从用电高峰期或中值期切换到用电低谷期，则对电网发电和输电设施的压力将得以缓解。电力企业正在开展（或正考虑开展）实时（分时）电价的应用，以期电价能尽可能准确地体现向用户供电的实时成本，这有利于用户削减供电高峰时期用电的需求。这些由用户用电行为驱动的资产管理措施使得用电用户可以对自身的用电情况进行更深入地了解和掌控，真正理解其用电时的成本性支出。用户可以自己搜集用电信息，自己管理用电行为，对电网实时运行信息和店家信息进行了解，从而使他们可以选择更“智能”的用电方式，用户可以知道他们最耗电的用电需求和最佳用电时机。也许经过一段时间的用电后，用户可以收到由一些智能装置依据其用电趋势数据评估得出的推荐方案，以改善其用电行为。在通常的月份里，居民用电中占比例最大的是电热水器以及各种制冷、制热装置（取决于所分析的季节），用户电费中有多至50%都是消耗在这些用电设备上。通过在制冷、制热装置上装设可编程的温度计，或在热水器上装设智能的计时器，可以使用户得以控制制冷、制热或加热水的时间，从整体上削减使用这些用电设备的成本。对于规模更大的工业和商业用户而言，可以通过改善用户自身的资产管理行为来实现智能用电，如可以更高效地使用大型制冷、制热设备，包括对建筑物

进行预制冷，避免在高峰时的制冷、制热用电。有些工业和商业用户拥有自己的备用发电机组，可以利用这些机组（即分布式发电）在全系统用电高峰期发电并反送至电网——这些机组不是可再生能源，通常是柴油机组或燃气机组，但工业和商业用户可以优化对其的使用，同时辅助电力企业优化高峰时的供电情况，从电力部门的视角来改善输配电设施的应用性能。

3.9.6　集中化数据驱动的资产管理

很多电力资产运行状态数据已存在于供电企业的数据仓库之中，例如油品分析组拥有溶解气体分析（Dissolved Gas Analysis，DGA）数据和其他与油品有关的数据，电力试验组拥有功率因数及其他电力试验数据，变电班组拥有所有的变电站巡视检修数据，红外设备组拥有红外检测结果数据，诸如此类。在当前这种分散采集和存储数据的状况下，对设备状态的深入把握往往是很困难的。图 3.155 示出一个强调高效数据驱动的业务流程，目标是改善输配电资产的管理，图中的流程分为四个相互衔接的阶段：数据采集、数据集成及分析、基于数据的决策以及决策的实施，这将在后面详述。

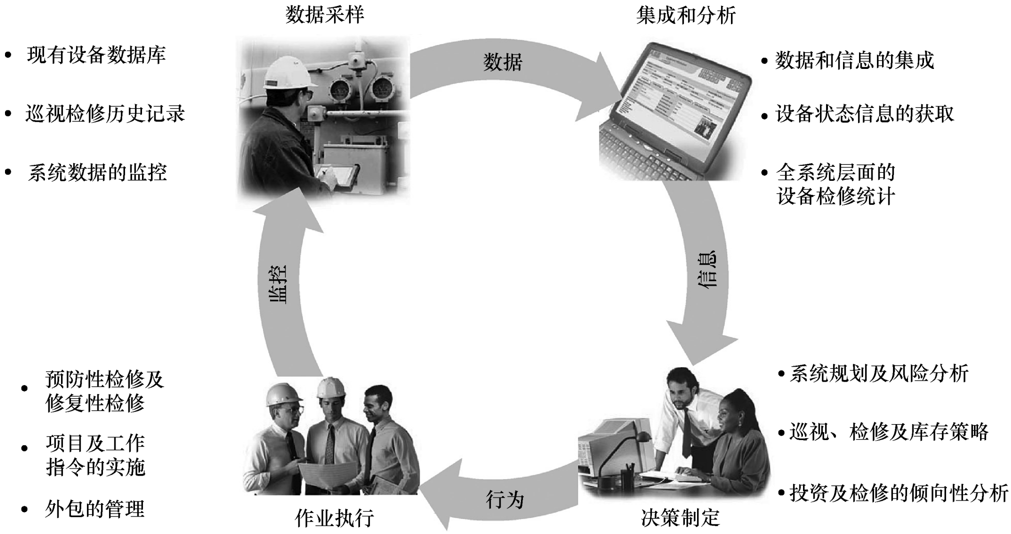


图 3.155　一种集成的资产管理流程（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

3.9.6.1　数据采集

要启动高效的资产管理流程，必须首先拥有一个对所安装设备进行合理描述的数据库，此数据库应是集中式的，且是易于读取的。这种数据库使得合理规划重现设备的使用以及及时掌握设备的潜在问题变得非常容易。例如，当某一厂家的某种型号变压器套管出现了问题，可以利用集中式数据库来获取所有采用这种套管的变压器的位置信息。在同一个数据库内整合所有的巡视和检修数据也是非常重要的，涉及的数据包括巡视结果、试验结果、运行日志及检修计划安排等。如前所述，很多电力企业即使已经拥有这些数据，相应数据也是以各种格式存储在不同的软件系统中的。能否做

出正确的判断取决于是否拥有正确的巡视和检修记录，在这一点集中式数据库拥有优势。例如在刚刚提到的变压器套管的问题中，可以通过所建立的集中式数据库来查询对可疑套管进行最近一次功率因数监测的时间，或最近一次获取其热像图的时间，以及这些实验或检测的结果如何，这有助于针对这些套管做出正确的判断。

目前多数供电企业都拥有一系列实时系统，例如在线监控系统、SCADA、EMS/DMS 或停电管理系统（Outage Management System，OMS）等。这些系统能提供相关领域设备日常运行的大量有价值信息，其中关键的指标和参数（如峰荷值、开关动作次数、变压器分接头调整次数等）可被整合到资产管理系统中，进一步改善决策制定的品质。图 3. 156 给出了一个可从多个数据源获取和协调数据信息的集成式资产决策支持系统。

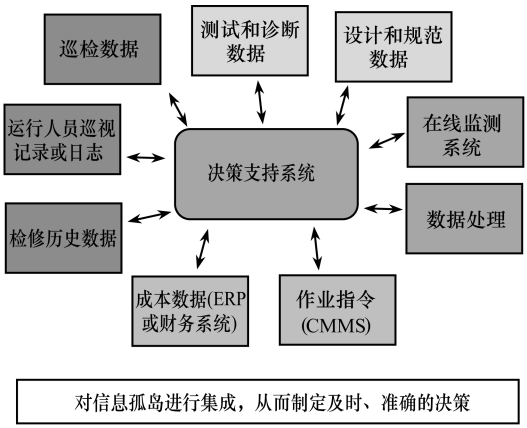


图 3. 156　电力资产的中央数据仓库

（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

3. 9. 6. 2　数据集成及分析

在恰当地点获取的、以正确格式存储的正确数据和信息有助于改善资产管理的决策制定。设备状态的获取涉及对巡视和试验结果的解释、对运行数据的分析、对监测数据的趋势分析、数据的互相关性分析等方面，还包括合理应用运行经验和运行导则以及判断特定设备状态的经验法则等。数据必须被集成在一起，以使其应用效益最大化。

报表看起来非常简单，但实际上极为重要。一个资产管理者必须能及时提交合格的报表，列出特定设备的详细信息，或所有设备的汇总信息，该信息包括设备状态、设备主要问题、电力系统的运行趋势（例如故障风险累积的模式）、实验和分析流程的效率、对电力系统实施各种作业的效益回报等。在报表中还应对数据进行总结和分析，为下一个步骤——决策制定做出准备。

3. 9. 6. 3　基于数据的决策

决策制定的过程必须依据前面两个步骤中所获取的数据和信息，对不同的场景和选择进行评估，做出最佳选择，并考虑所有投资者的收益。电力系统的规划需要考虑负荷的增长趋势、现有电网的供电能力以及电力系统运行的性能目标（如可靠性目标），这样才能制定出合理的资本投资计划。作为决策的固有内容，风险分析需要分析出在不同的资本性支出水平下，电力系统无法满足全网性能目标的风险。

检修和巡视的政策以及相应的预算对电网运行性能有重大影响。近年来，供电企业一直在评估状态检修（Condition-Based Maintenance，CBM）和以可靠性为中心的检修（Reliability-Centered Maintenance，RCM）的应用如何能使检修流程更有效率。CBM 和

RCM 必须依赖正确的数据和信息，这由整个资产管理流程的前两个环节来获取。资产管理者往往希望能同时优化资本性支出和运营成本，但这往往只是非常理想的情况。也就是说，若要想让电力系统运行的性能最佳，往往需要支付超出预算的费用。所制定的决策还包括工作指令的制定（及为确保工作顺利实施设备所必须具备的状态）、判断空闲设备的需求以及为工作在持续恶化条件下的设备制定应急规划。

3.9.6.4　决策的实施

简单地说，决策的实施指的就是工作的开展，包括检修性能评估、新的电力建设工程、新的用户接入、设备改造项目及设备替换等。

部分甚至全部工作可以外包给其他公司，这些公司往往在技术、工作效率、规模效益及更广泛的用户范围等方面都更有优势。工作的最后一步是监控，包括对全电网或部分设备的运行性能进行监控，以及对为实现这些性能的成本支出进行监控，这种监控毫无疑问是数据采集工作的一部分。若没有这些监控行为，对电力系统进行持续的改进将丧失基础。

一个理想的资产管理系统应能整合来源于不同数据源的多种信息，需要将试验结果数据、预防性检修试验结果（如油状态分析结果、红外热成像结果、声波/超声波分析结果及振动分析结果等）、运行日志、在线监测数据、实时数据（SCADA）、检修历史数据和故障数据集成成一个统一的数据库。这使得资产管理者得以采用设备各方面的数据来更准确地分析设备的实际状态。

可以对资产管理系统进行配置，使得当设备发出警报或运行状态发生变化时，可以通过电子邮件或纸质文件来通知相关责任人。这一新特征主要在于潜在的问题是“推送”给相关人员的，并不依赖这些人主动浏览大量数据才能发现问题。这被称为阈值告警，所设定的阈值包括高危害、低危害、在合理范围内和在合理范围外若干种。需要开发多种分析引擎来对数据进行更高层次的解释和分析。例如，趋势分析引擎可以观察参数长期的变化规律，可以对同一设备的相似数据进行分析，也可以在不同设备数据间进行横向比较，其他一些数据管理功能可以帮助资产管理者判断各种检测技术和检修作业的性能。这样的系统提供的信息可用来开展基于状态或基于可靠性的检修策略，降低定期检修的频率。

3.9.7　资产管理与地理空间信息的整合

有些企业的设备在地理空间上是广泛分布的（例如电力企业的设备），从地理空间视角来观察设备的运行可以提供额外的关于设备的运行和检修的决策信息。有些企业资产管理系统（Enterprise Asset Management，EAM）通过通用的信息交互标准与一些处于领头地位的地理信息公司（如 ESRI、GE 和 Intergraph 公司）的产品相整合，使得这些系统可以在地图上展示工作任务和设备的相关信息。这些创造性的集成技术使得系统的使用者可以在地图上展示、查询或更新设备的位置信息，使用者可以标注不同设备间的空间关系，例如输电线路的位置或配电变压器的位置等信息，而这些在传统的基于二维表的数据库中是很难表现的。

用户手中的移动通信设备可以获取基于地图的数据，在这些设备上对设备进行定

位和观察，可以调用移动设备上的地理信息服务来改进任务的规划、了解作业的安全性和规范以及实时数据采集等。

为了使地理空间视图成为可能，EAM 可以将设备数据作为更高级的应用信息，通过通用的数据传输标准以恰当的数据格式传输给 GIS——换言之，EAM 系统成为一个虚拟的 GIS 数据仓库。这种做法不需要将 EAM 的信息输入到 GIS 工具中，因此也就避免了数据的版本控制问题，即何时复制了数据、复制了什么数据的问题。

通过一个开放的、不依赖某一特定 GIS 生产商的地理空间集成功能，GIS 的使用者可以观察到最新的设备和工作指令数据，因为被 GIS 系统读入的 EAM 数据其实是存储在 EAM 系统中的。类似地，用户可以在地图中展示或检索设备的位置信息，这可被看作 EAM 环境的一个有机组成部分，如图 3.157 所示，在其上某一资产管理的作业（如工作指令）可在地图视图上创建、更新和删除。

3.9.8 智能电网背景下的先进资产管理技术

输配电企业中各种各样 IT 系统的分散部署现状提出了一个新的需求：人们迫切需要实现在资产管理领域自动生成智能的业务解决方案的方法。在这些智能的业务解决方案中，数据从多个系统中获得，经过了归纳和整合。用户可以借助多种工具来把数据转化成可操作的信息，例如关键性能指标（KPI）、图表及数字仪表盘等，尤其是可以对数据进行查询或生成报表。图 3.158 给出了输配电企业生成智能业务解决方案的一种架构。

数字仪表盘及其相关关键性能指标、穿透分析及报表、钻研分析及报表形成了信息的表现层。信息的提取、传输和加载（ETL）快速地从分散在用户处的多个系统中提取数据，对“脏”数据进行清洗，随后将数据加载到业务智能处理模块（BIM）中。集成的开发和管理环境允许系统管理者轻易地建立和管理各种关键性能指标，开展各种查询，为用户某种特殊需求设计专门的报表，为每一种业务环境设定特定的安全等级。

智能业务解决方案可被应用于诸如追踪设备可靠性表现之类的应用程序中。通过对电力企业的运行、作业管理、SCADA、财务系统等进行整合，设备可靠性评估模块可以分辨出运行性能低于（或高于）某一预期指标的设备，从而为用户提供相关详细信息。电力企业可以判断哪些模型满足资产性能评估的需求，相关的模型被用来与电力企业的目标进行比较，自动对有危险、性能不佳和故障等设备运行等级进行可视化展示。图 3.159 中表示的是一种用来追踪配电设备运行性能的数字仪表盘。

智能业务解决方案还可被用来在资产管理时进行设备健康状况的计算。资产健康指标可向一个集中式数据仓库提供设备运行健康状况的汇总信息，这些设备健康信息来自于不同的数据源，被用来分析设备运行状态和性能表现，进而得到设备状态对供电服务及风险的影响。资产健康指标计算程序的算法和计算公式是可以实时修正的，可用来对某一设备的整体健康状况进行评价。资产管理者可以借助多种数字仪表盘来制定在老化设备发生故障之前对其进行替换的计划。电力企业还可借助这些数字仪表盘来优化对某些设备所开展的作业项，从而延长其预期寿命（见图 3.160）。

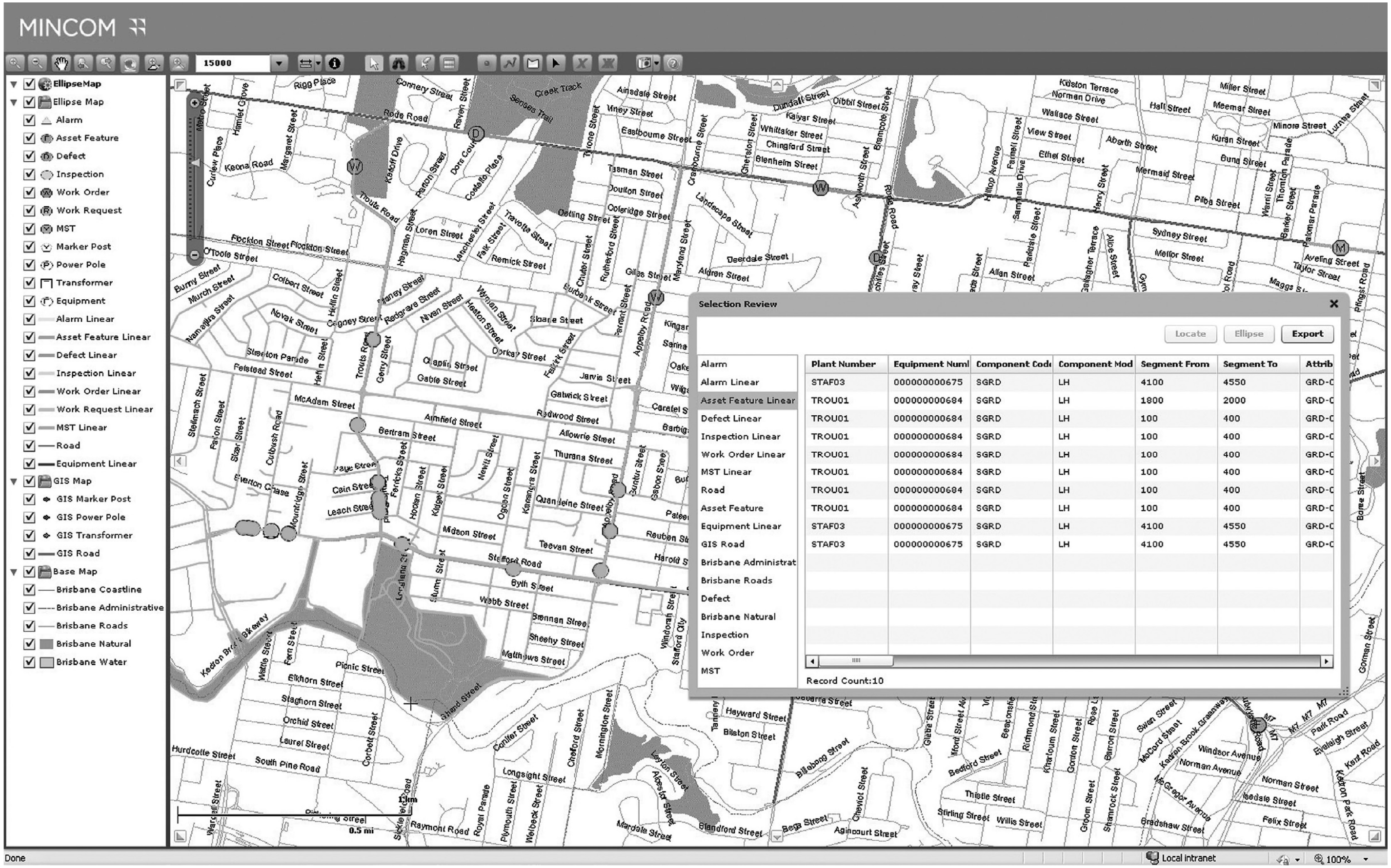


图 3.157　资产管理的地理信息视图(© Copyright 2012 ABB. All rights reserved)

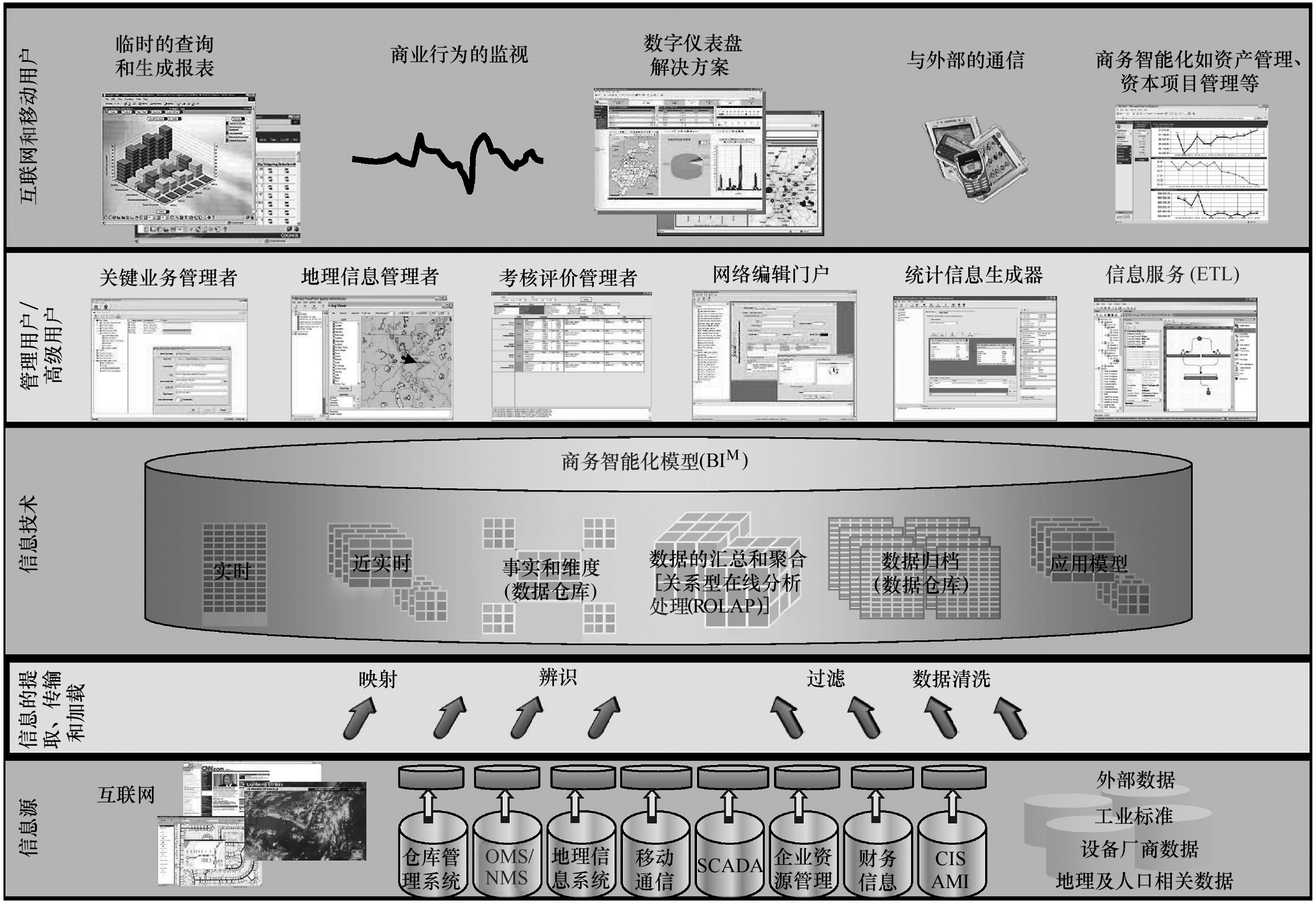


图 3.158　电力企业智能业务架构(© Copyright 2012 ABB. All rights reserved)

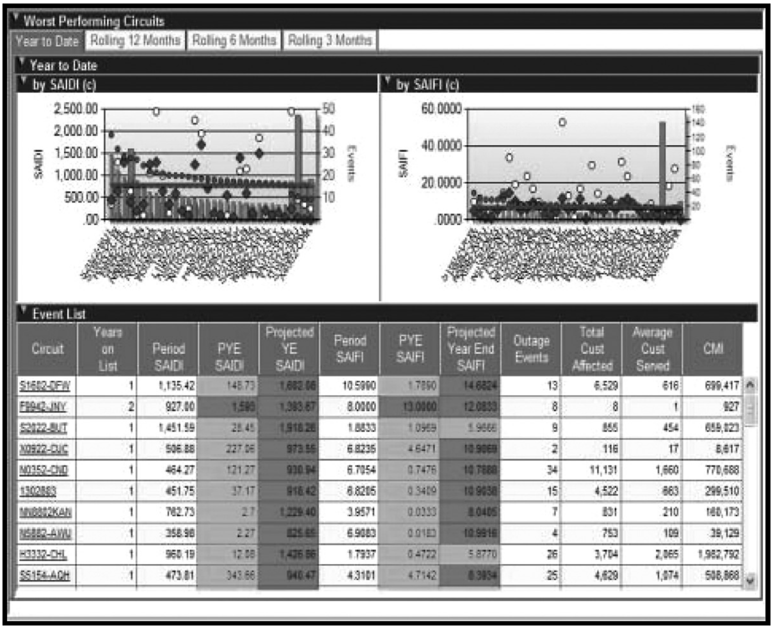


图 3. 159　用于追踪配电设备运行性能的数字仪表盘

（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

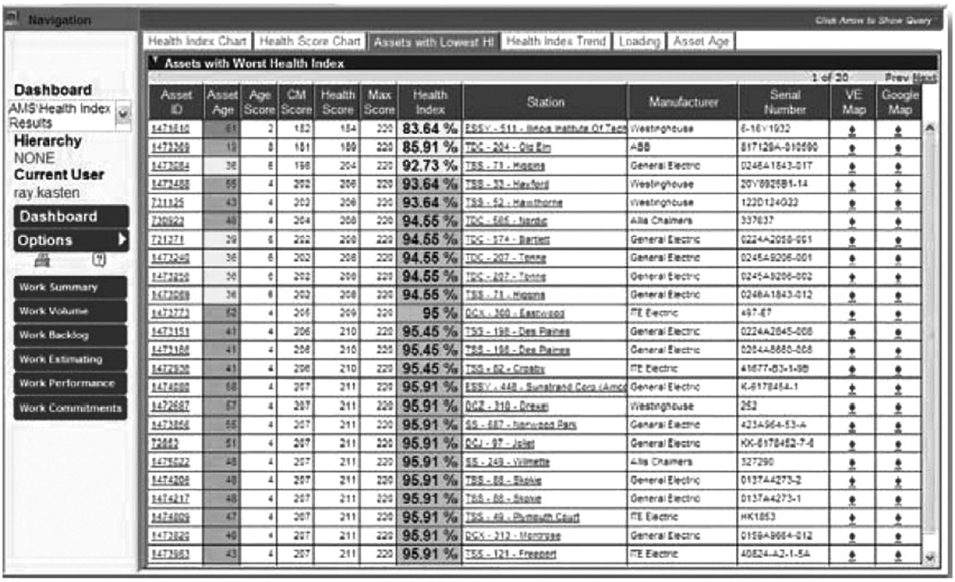


图 3. 160　追踪设备健康状况的数字仪表盘（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

电力工业界（事实上还包括整个商业和客户服务领域）仍然有必要了解5年、10年或20年后智能电网将会是什么样子。和通常的情况一样，很多当前人们认为是理所当然的事情都会发生变化，技术会升级，相关人员也会做些适应性的改变。但是即使是在当前这个相对初级的阶段，人们仍能清晰地看到，这个全新的智能电网若没有一系列关键系统的支撑，例如资产管理系统、电网管理系统和劳动力管理系统等，它将不可能实现预期目标，遑论比预期目标表现得还好。这些关键系统还需要很长时间来具备采集正确的和必要的智能电网数据的能力，同时也需要很长的时间来获得人们普遍期待的收益。

资产管理系统能够做到：①基于从SCADA或其他系统中获取的量测数据，预测智能设备所存在的潜在故障风险。从资产管理程序的视角来看，这将使电力企业获悉某一设备能够坚持工作的最终时刻，从而使其退役或替换的时机恰到好处。②对检修的实际和流程进行优化，利用采集到的配电网数据来确定检修作业的优先级，此外资产管理系统可以利用MWFM创建切实可实施的工作指令。③利用基于实时数据的资产建模能力对资产的实时决策提供支持。④支持对智能电网中的所有智能设备进行标记和追踪，利用资产管理系统来对设备的展示方式进行管理，同时与其他设备报表机制相结合，可以对智能设备运行性能进行更好的预测和分析。⑤使得智能设备可以获取更高的可靠性和运行性能，停电次数更少，停电时间更短，故障恢复的时间更短，降低全局性成本，全面满足用户和监管机构的期望。⑥提供更详细、更准确的设备位置数据，包括从采购到退役的全部数据，以及精确的经、纬度GPS信息。

劳动力管理系统可以做到：①通过显著缩短工作小组寻找和定位故障位置的时间和工作量，大幅度提高现场的生产力水平。②与资产管理系统相结合，可以开展主动检修作业，工作小组可以在现场进行检修作业时对同一地点的其他设备（无论是否是智能设备）也进行检修。③开展可靠的现场事故起因分析，与电网有关的问题可被突出标记和分析，并将其结果发送回电网管理系统。④提供更加智能的与客户相关的服务，包括更精确的工作任务指派、自助式门户网站、与后勤部门的即时交互以及电网中新设备的报装等。⑤对工作小组的绩效指标进行更精确、更合理的分析。⑥更好地利用现场中采集到的规模不断增大的数据来开展工作，缩短复电时间。

电网管理系统应该可以做到：①通过资产管理系统或劳动力管理系统，或同时应用这两个系统，发现并分析智能电网中的问题，自动向控制中心或现场发送正确的动作指令。②实时判断电网的运行状态。③实时描述设备的连接状态和电网的拓扑结构，供下游系统和相关人员使用。④向下游系统和相关人员发送设备的故障信息。⑤远程对智能设备进行监控并生成报表。

电力用户和监管者将比以往更加愿意认为供电企业才应对高品质的供电服务负有责任。为了在智能电网领域取得成功，输配电企业需要改善现场服务的流程，提高关键设备的运行可靠性，更有效地利用现场工作人员和设备。

现有的多数劳动力管理系统可以部分实现某些现场服务流程的自动化，包括现场工作指令分配和下发的安排及优化、基于移动通信的工作指令处理以及工作性能评估

的自动化等。在当前不断变化的投资行为和完成现场工作艰巨性的背景下，劳动力管理系统的确提供了一种管理企业很多方面业务的平台，无论这些业务是从何种现场工作中派生的，同时该系统还可以在特定的企业应用系统和拥有移动通信设备的企业员工间进行无缝的实时数据通信。然而，现有的这些系统对将来劳动力管理仍然是有帮助的吗？

显然，当前在不同机构间或不同地域间部署工作任务仍然面临着很多障碍。电力企业始终致力于提高电网运行效率、提高生产力水平、优化设备的性能、改进内部控制流程、降低运营成本。

输配电机构仍将继续将它们的 MWFM 系统看作克服新障碍、获取新效益的首要平台。可能面临的挑战包括：①改善终端客户服务，加快响应速度；②削减运营成本和供应链成本；③满足更加严格的电力监管需求；④在人员衰老及设备老化的情况下确保电力系统运行的可靠性；⑤为一个渐进发展的资产管理系统提供支持；⑥整合多种零星的技术，降低对 IT 技术进行支持的成本；⑦实现和加强在全电力企业层面的工作流程的标准化；⑧提高现场人员的生产力水平；⑨削减现场作业的碳足迹。

对电力系统进行资产管理，需要在电力企业、用电用户、股东、雇员和电力监管者等各方面之间进行协调。首先，最重要的是，电力企业必须为用户提供有价值的、高质量的供电服务。它还需开发有价值的评估指标，提供多种供电服务的选择，逐步过渡成由用户需求驱动的企业。电力企业必须为股东带来合理的投资回报，使其收益最大化。电力企业必须谨慎地应用其所拥有的设备，使成本最优化，提高设备利用率。电力企业必须具备“花小钱办大事”的理念，努力提升员工技能，明确企业发展需求和责任，将工作绩效与收入挂钩，建立具有竞争性的企业文化。电力监管者也要改变其关于监管和智能电网驱动力及相关技术的观念，例如将电价与投资回报分离，支持通过降低网损和开发需求响应管理程序来降低能源的利用总量，真正能代表消费者的利益，为电力企业的绩效表现设定标准。

在电力企业的机构设置中，资产管理者和智能电网委员会负责资产的高效应用，对资产的利用进行战略性规划，统筹安排企业的支出，明确电力企业运行性能方面的责任划分。电力企业需要关注所有资产（包括财务资产、设备资产和劳动力资产等）的经济生命周期，对风险进行管理，采用恰当的信息化技术来获取准确、及时的信息。电力企业需要平衡关于资产投资的财务、技术、社会政治等各方面的因素，应利用平衡计分卡来为资产管理系统评估资产价值，判断哪些资产（包括人力资源）的表现高于或低于基于智能电网技术支持的绩效标准。

综上所述，一个成功的资产管理系统能为电力企业、商业用户、工业用户和居民用户带来什么好处呢？

1）可以用更少的开销来改善供电可靠性；

2）可以避免因不按规程作业所带来的损失；

3）可以在降低资本支出的同时提高所有系统的性能，尤其是电力系统的性能；

4）可以对电力企业资产在未来的应用更好地保值；

5）终端用户将有机会选择太阳能发电或其他替代能源方案；

6）受益于电力企业提供的“电力回馈”计划，用户可以利用自己的分布式发电量来部分抵扣其用电成本；

7）用户可以监测其用电需求及实际耗电量，对实时电价进行响应，将其负荷移至非峰荷时段，以削减其用电成本。

在美国，由于对电网投资无法满足持续增长的用电需求，已出现了一些可靠性方面的问题。在欧洲，人们更加关注可再生能源的接入，因此对电力系统提出了不同的需求，需要解决的主要问题是如何将这些可再生能源接入到输配电网中，而电网在规划的时候并没有考虑到这些额外的潮流增加量，这一问题在美国也受到了关注，因为美国电网中的可再生能源数量也越来越多。在中国，电网建设十分快速，只有这样才能满足快速增长的用电需求。在日本，传统遗留的电力设施相对较少，同时电力市场的参与者也不多。尽管对于不同的人来说，智能电网的含义也不同，但终极目标是一致的，那就是对资产的使用进行优化，确保对用户进行可靠供电。资产管理作为一种重要的工具，可以促进智能电网建设得更加坚强，同时智能电网建设的需求也会反过来促使对各种智能设备的资产管理能力大大提高。

国际电工委员会（IEC）目前正在协调智能电网在全世界的发展，它正在制定一系列有助于电网更加合理运行的国际标准。这些 IEC 标准允许智能电网的建设跨越国界，确保运行的安全性和相互交互的高效性，允许电网更好地接纳可再生能源的接入。正如在北美的情况，在全世界范围内智能电网都在不断加强配电系统的可靠性。站在终端用户的立场上，智能电网的努力可以最终削减用户的用电量和用电成本。在全世界都在为智能电网建设付出努力的时候，消费者可以在控制他们自身能源消耗的过程中扮演更加主动的角色。

3.10 智能电表及高级计量体系（AMI）

Stuart Borlase，Mary Carpine-Bell，James P. Hanley，Chris King，Eric Woychik 和 Alex Zheng

高级计量体系（Advanced Metering Infrastructure，AMI）最早在 2002 年在加州公用事业委员会（CPUC）所发表的一份文件中被提出。时至今日，AMI 已经等同于智能电表系统。很多工业界的专家把智能电表看作智能电网的基础，因为智能电表两侧是电网终端的能量、需求和电能质量等。顾名思义，AMI 所涉及的技术不仅包括电表，还应包括通信基础设施和应用软件，以及在电力企业、电表、用户和经过授权的第三方之间进行数据交换的接口界面。

AMI 中通信系统受制于 AMI 的部署地点、地理位置、电力企业的优先发展策略以及可以利用的技术。前面已经讨论了各种形式的通信技术，这些技术允许人们远程从表计中自动采集故障诊断数据、用电量数据和电流数据等，并可以将采集到的数据传输给中央数据库，用于生成电费单、深入分析及改善电网运行，这一切不仅改变了电

力企业的业务行为，同时也会改变用电用户的用电习惯。迄今为止人们所看到的改变已经远远超出了这一概念刚刚提出时所有人的预期。在过去的十年内，在 AMI 的理念被提出之前，计量的技术事实上并没有发生什么变化。

智能电表由它们能提供的功能来定义，智能电表应具备的典型功能列举如下：①能在电力部门和电表之间进行双向通信；②每隔 15min 或 60min 对用户的用电行为进行记录；③至少每天要向电力部门发送数据；④内置能主动断开电源的功能；⑤具备与家庭局域网（HAN）的接口；⑥可以记录诸如电压情况或停电情况之类的电能质量信息；⑦具备确保传输数据的安全性和可靠性的功能。

3.10.1　电表的演化过程

商用电表是在 19 世纪 80 年代推广使用的，其目的是为了从用户处收取正确数额的电费。电表这种设备是用来计量居民用户、商业用户或其他用电设备消耗电能的总量的。通常需要为电表指定计费的能量单位，最常见的是千瓦时（kWh），也就是 1kW 的设备在 1h 之内所消耗的总电量。为了向用户派发电费单，需要定期读取电表读数，以确定某一时间段（或某一周期之内）该用户的电能消耗量。多数居民用户使用的是单相电表，而多数商业用户和工业用户使用的是三相电表。电表的计量规则因用户类型而异：在绝大多数情况下，居民用户仅依赖其消耗电量（kWh）收费，而商业用户和工业用户除了需要考虑消耗电量外，还要同时计及其最大负荷功率（kW）。

电表的工作原理主要有两种类型：机电式和电子式，目前最常用的电表是机电感应电度表。图 3.161 所示是一个典型的机电式电表。

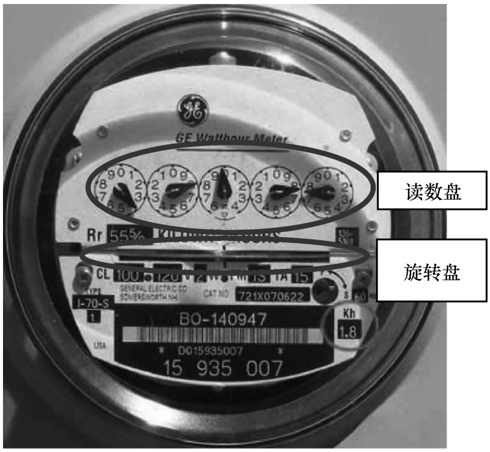


图 3.161　典型的机电式电表（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

机电感应式电表的工作原理是对一个铝制盘的旋转进行计数，其转速与流经电表的负荷功率成正比，因此旋转次数与用户用电量成正比。在电表顶部的表盘上，人们除了可以看到功率连续变化的情况，也可以看到用户累计耗电的情况，这里所谓的累计电量指的是自电表上电开始的总电量，电力企业正是利用这一信息来判断用户到底用了多少电。目前电力企业为了获取这些机电式电表的读数，必须真正派人去每个电表的安装地点来读取其读数。通常电表读数的采集是周期性的，例如每月一次、每季度一次或每年一次，取决于具体的用电情况及人口分布的密度，前后两次读数之差即该用户在计量周期内的实际耗电量（kWh），这些数据随后会被手动录入到某些客户信息数据库中，用于对用电量进行计费。

这种机电式电表有以下明显的缺点：

效率低：派遣抄表工逐门逐户上门读取电表读数，并将每一户用电数据记录下来，

这是非常费时费力的，而且成本很高，其成本因不同的电力公司和不同国家的电网而异。

准确性差：不仅这种机电式电表本身就不够精确，手工读取和录入用电数据也容易成为错误的源头。任何错误都需要花费大量时间去弥补，通常需要重新去用户处读取数据。这甚至诱发了一类名为 VEE［Validation，Estimation，and Editing，验证、评估和编辑（用电数据）］的专门应用软件的诞生，这类软件考虑某一用户的历史用电模式，用来验证电表读数，确保读数在预期范围内，并对数据进行编辑或校正。

读数容易被篡改：篡改电表读数以减少电费单数额可能是输配电企业网损的一个主要来源。相对而言，机电式电表更容易被旁路，或更容易对实际的读数进行修改。

不具备远程监控功能：为了应对经常流动的用电用户（通常更可能是公寓住户或周转率很高的房屋，如大学校园），或应对那些不需自己支付电费的用户，电力企业经常不得不派专人去为这些用户断电，并将电力使用权转交给新的用户。同样地，如果有用户投诉说遭遇了窃电，电力企业也必须派专人去确认是电力企业一侧的表计出现了问题，还是用户一侧的表计出现了问题。事情往往是当电力员工一到达问题就解决了，因为问题不是出在电力企业这一边。

用电情况对用户不可见：除非用户主动定期读取电表读数，而且他读数的频率要高于电力企业超标的频率，否则在他收到电力部门送来的电费单之前，他对自己的用电情况是一无所知的。如果没有自身详细的实时用电信息和实时电价信息，用户很难通过改变用电习惯来降低电费。

由于电力企业对电表的需求在变化，相关技术也在发展，新一代电表的开发将用到微处理器，具有通信接口和数据存储能力。这些电子式电表受惠于数字技术，没有旋转部件，更加精确，功能更加强大，并且可以用软件进行编程定制。智能电表是具有通信界面的电子式电表，可以与电力企业交互信息。多数智能电表还拥有与户内系统通信的接口，并拥有紧急断电开关。目前市面上已有很多种电子式电表，每种电表都支持多种通信系统。图 3.162 展示的就是一种智能电表。



图 3.162　一种数字式智能电表（© Copyright 2012 Trilliant. All rights reserved）

目前在全世界范围内机电式电表仍占主流地位。相比于智能电表而言，机电式电表的价格更低，将其完全更换成智能电表将要付出巨大的资金投入。有些机电式电表已经服役了数十年了，其实机电式电表的预期寿命更长。电力企业要想把机电式电表都更换成智能电表，需要具有充分的经济性依据。

相比于机电式电表，电子式电表的优势在于它们生产制造时的经济性更好，主要是因为电子元件的成本越来越低，同时也是因为同一块电子式电表可以通过更换固件或软件来实现不同的配置，而如果是用机电式电表的话，就需要在不同的应用场合使用几块

不同的电表。

智能电表的通信能力已能处理双向通信，其实现的功能也因之而有所增强，这些功能包括通过智能电表对用户远程上电或断电的能力，当电表失电时自动通知电力部门（停电报警），电能质量的监测，具备远程诊断的能力，将使用时间费率信息（一种电价信号）通报用户，支持多种通信技术，尤其是支持与家用网络的接口，允许智能电表不仅与电力企业通信，同时也可以与用户进行通信。事实上，不仅电力企业在开发和部署智能表计，供气、供水等其他公用事业企业也在开展类似的研究。

标准的电能零售商业模型主要是电力企业向用户派发前一个月或前一个季度的电费单。有些电力企业采取预付费计量方案作为一种替代的选择，对于一些具有不良信用记录的用户常采取这种方案，若用户自己希望预先制定用电预算的时候也要采取这种方案。在有些国家（尤其是英国），对曾经未支付电费的用户必须采用预付费计量的方式。这种方式需要用户在真正用电之前预先支付电费，即所谓预付费。若可用信用额度已用尽，供电企业会在预付费电表处对用户实行断电。在英国，通常在出租屋等区域采用机械式预付费电表，这种机械式电表的缺点是电力企业必须定期派人去收取现金，并且存在用户在电表处窃电的风险。新型的固态电表可以结合智能电网技术，已可克服前述缺点，这样的电表通常用于具有信用风险的用户处。在英国广泛应用的一种预付费系统称作 PayPoint 网络，用户可以自由对其账户充值，通过这一系统进行计费时会自动调取其可用额度并收取相应数额电费。在南非、苏丹、北爱尔兰等地，在对预付费电表充值时，用户需要通过键盘输入一个唯一的 20 位数字编码。这些做法使得电费单据（通常是一小片纸片）的成本非常低。可以预期，智能电表广泛应用后，所有的预付费服务将不需要任何单据，而是可以通过一种所谓“电子钱包中心”系统来完成所有业务，如图 3.163 所示，这种方案的实现可以进一步降低预付费计量的成本。

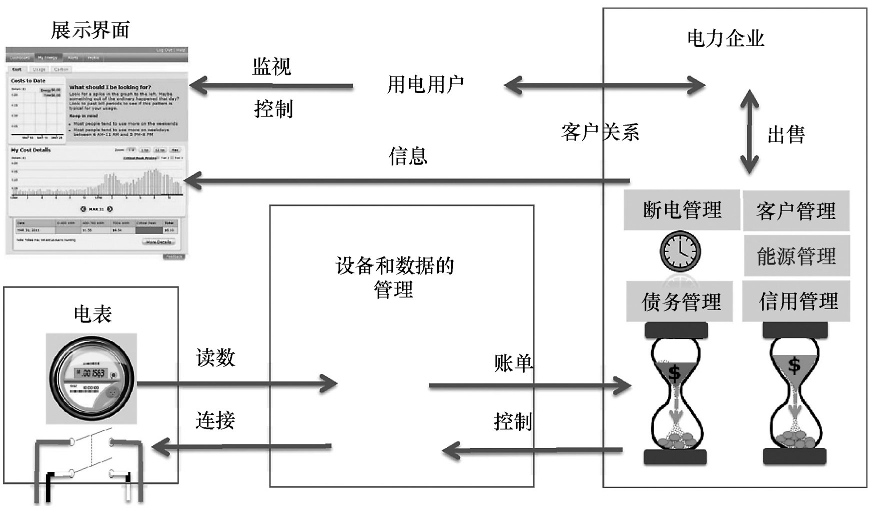


图 3.163　一种预付费系统——“电子钱包中心”的数据流

（© Copyright 2012 eMeter，a Siemens business. All rights reserved）

3.10.2 电表读数方法的演化过程

利用基于微处理器的电子式电表及其通信功能，电力企业可以开始部署远程读表的系统，通常被称为自动抄表系统（Automated Meter Reading，AMR）。最初的 AMR 方案允许抄表工利用手持的掌上计算机通过磁耦合或红外线通信界面来获取电表数据，最原始的目的是获取电能应用的更详细数据，而这些数据无法通过一个简单的界面来展示。当抄表工回到电力公司后，其掌上计算机中的数据会被下载到数据中心或计费系统中。这种方式仍需抄表工逐个访问所有电表。随着 AMR 技术的发展，人们开始采用近距离射频的方法来与电表进行通信，这使得抄表工只需“步行经过”或“驱车经过”电表，而不用真正进入用户的私人区域，进而使电力企业提高了抄表的速度，规避了读取“难读”电表的问题（这种所谓的“难读”可能是由于抄表工难以接近电表，或由于用户锁上大门、喂养恶犬等原因），从而最终降低了抄表的成本。尽管电表读数方式得到了改善，而且节省了劳动力，这种方式仍然需要考虑交通工具的成本，而且 AMR 其实没有提供更多的功能，仅仅是人工读表的一种替代。

随着 AMR 进一步的发展，出现了从电表到数据处理中心的单向通信网络，现在不需“步行经过”或“驱车经过”电表了。这极大降低了电力企业读表的成本，而且电表读数更容易直接与计费系统相整合。此时已不需要专门的交通工具，而且可以每日获取用电数据。AMR 还增添了报警功能，例如防盗报警和停电报警等。随后又出现了双向通信的技术，允许电力企业向电表发送消息或控制信号，例如可以远程对某一用户进行送电或断电的控制。通常所说的 AMI 指的就是电表及通信系统的这些先进的功能，以及电表读数与电力企业计费系统和客户信息系统（Customer Information System，CIS）的有机整合。

图 3.164 所示是一个典型的 AMI 系统，包括 AMI 及通信网络前端、一个集成的平台、一个电表读数管理系统（Meter Data Management System，MDMS）、一个采用了各种

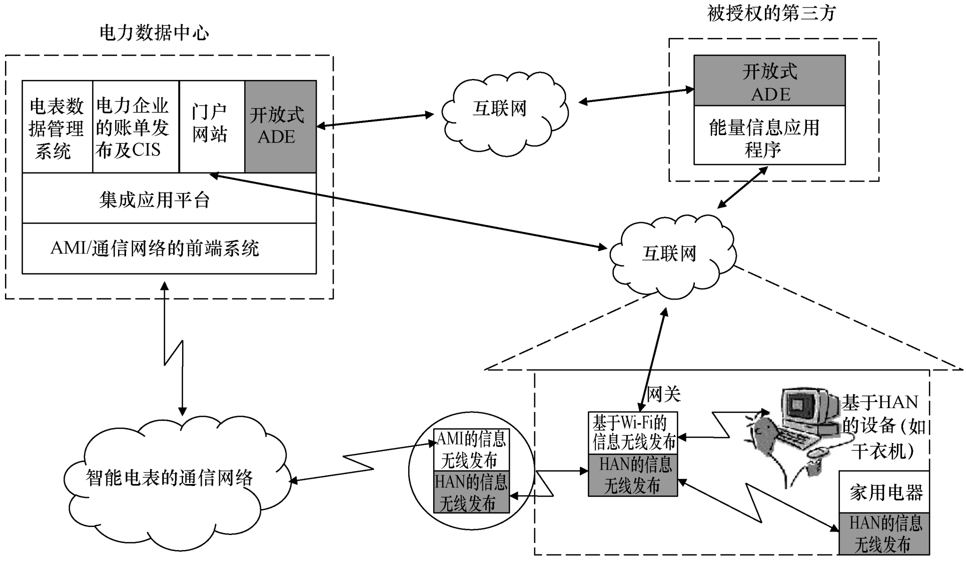


图 3.164 AMI 的功能模块（© Copyright 2012 eMeter, a Siemens business. All rights reserved）

不同通信协议（包括网格网、蜂窝通信、WiMAX、PLC 和 WiFi/以太网）的 AMI 通信网络以及 AMI 终端（含 AMI 电表）。与用户内部的通信是通过“家庭区域网”（HAN）来实现的，即通过一个交互接口来交互信息，它既是智能电表的一部分，同时又支持用户的一些家庭应用系统。电表的 HAN 接口用于与用户的温控装置、家用电器及其他与需求管理相关的设备交互信息，同时还支持与充电汽车充电站的通信。

通信网络的前端对通信协议及经由网络交换的数据进行监视、控制和管理，包括对电表及通信网络中的 HAN 装置提供连接的功能。所谓“提供连接”指的是辨识和确认 AMI 通信系统中所连设备的过程。这种前端设备还允许电力部门运行人员远程监视和维护 AMI 网络的健康状况。

MDMS 从 AMI 网络中的电表处远程采集数据，并对海量的长期数据实行存储和管理。通过 MDMS 还可以将通信前端与电力企业的 CIS 或其他企业级应用系统相整合。通信前端通过一个集成平台将采集到的终端数据馈入 MDMS，后者通常对数据进行 VEE 处理，以使其可以用于计费和其他相应分析。MDMS 还为数据网络上的智能电表提供链接，也就是说，提供电表与 CIS 间的点对点连接，当电表已确保可以提供精确可靠的数据后激活电表的计费功能。CIS 在一个单一的应用程序内获取广泛的用户信息、地理位置信息、服务信息、资产信息和财务信息等。AMI 系统负责维护通信终端与 CIS 和 MDMS 间的交互，而 MDMS 负责令三个应用系统保持同步。MDMS 作为电表数据的存储系统，除了作为计费系统的数据源之外，同时还是其他企业级应用系统（如用户在线门户、需求管理系统和停电管理系统等）的数据源。

至 2011 年年底，美国智能电表总数已达总安装电表数的 18%，电力企业计划至 2019 年将这一比例提高至 40%。当然，智能电表安装率在不同州之间差异很大。表 3.12 列出了至 2011 年年底安装智能电表总数排在前 10 位的州。

表 3.12　美国各州智能电表应用情况（至 2011 年年底）

所　在　州	智能电表总数	所　在　州	智能电表总数
加利福尼亚	10017553	亚利桑那	1215000
德克萨斯	4934632	亚拉巴马	1205066
佐治亚	2096453	俄勒冈	832643
佛罗里达	1638500	内华达	750000
宾夕法尼亚	1403000	爱达荷	492000

3.10.3　建设高级计量体系的驱动力及所带来的效益

智能电表和 AMI 被认为是发展智能电网最早的驱动力之一，这两个概念常常与“智能电网”一词联系在一起——人们通常认为 AMI 是通向智能电网的第一步。在美国各州发展智能电表和 AMI 技术的情况有所不同，一些州（如加利福尼亚州和德克萨斯州）最早提出相关倡议，再由一些电力企业开展一些前期的工作（如俄勒冈州、爱达荷州、佛罗里达州、佐治亚州和亚拉巴马州的电力企业），最后借助 2009 年美国复

苏与再投资法案中的智能电网投资政府补贴一款的政策全面开展（如哥伦比亚特区和内华达州）。

建设 AMI 最显著的效益是降低了人工抄表和人工供电、断电的相关成本。其他效益包括下述方面：

1）获取极有价值的故障检测数据，可被集成到停电管理系统中。

2）有效监测私改电表或窃电的行为，发出提示有助于电力企业恢复供电。

3）更精确的电表读数有助于改善计费行为，有效降低客户投诉。

4）可作为需求管理系统的关键孵化技术。用户可以获取电价信息，以及更加频繁、更加及时的用电信息，因此他们可以知晓自身用电的支出，以及对是保持现有用电习惯还是为提高用电效率进行投资进行评估。

5）可为电力企业收集更多的用户信息：持续流向电力企业的电表数据为其提供了有价值的信息，可以被用来进行实时运行决策，也可以被用来进行周期较长的规划和检修等的决策。

6）AMI 通信网络还可被用户用作其他用途，例如可以用来接入互联网。这种互联网接入结合通过智能电表的 HAN 接口实时访问户内用电信息，已被证明平均可削减用户用电量的 8.7%。

7）有些电力企业试图在 AMI 通信系统和其他电力企业应用（如配电自动化系统）间进行协调。

AMI 还是有一些潜在的缺点的，但目前尚未被证实，列举如下：

1）因为每个用户处的智能电表都可以获取更加详细的用户用电信息，故用户的隐私权受到影响；

2）用户的数据更有可能被未授权的第三方进行监视和窃听；

3）通过通信网络和远程连接带来的安全性风险增加。

近来已有大量关于智能电表的优缺点的讨论，具体例子可见本节最后关于智能电网实际案例分析的内容。当然，智能电表和 AMI 的商业模式将持续发展，今后几年对其进行深入检查的行为将继续加强。

有一个关于 AMI 实时应用的有趣案例：到 2014 年，英国的 AMI 应用将大大发展，将出现一个新成立的实时数据通信公司，为所有的电力企业提供服务，从所有居民用户和小型商业用户处采集以 15min 为时间间隔的用电数据。本例中的情况与加拿大安大略省及美国德克萨斯州的集中式电表数据系统类似，如图 3.165 所示。

3.10.4 高级计量体系的通信协议、标准及典型方案

3.10.4.1 ANSI C12.18 及 C12.19

由于存在众多的智能电表生产商，而且电力企业自身也不想被“绑定”在某一特定的智能电表生产商上，人们为智能电表开发了一个标准化的配置接口协议，并提出了用于描述此协议的工业标准。ANSI C12.18 和 C12.19 被用来对智能电表的配置、数据采集及不同连接层间的通信进行标准化。ANSI C12.19 是一种关于公用事业终端设备数据表的美国国家标准，于 1997 年推出，美国国家标准协会（ANSI）、美国电气制造商

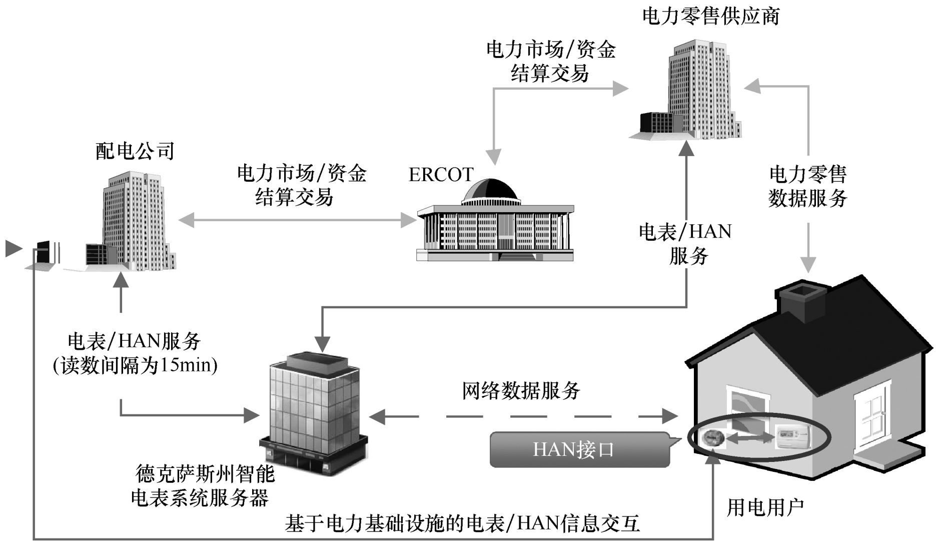


图 3.165　德克萨斯州的智能电表系统（© Copyright 2012 eMeter, a Siemens business. All rights reserved）

协会（NEMA）和美国电气和电子工程师协会（IEEE）都对电子式电表产品应用此标准。本标准为电气计量产品定义了一系列灵活的数据结构，尤其是定义了一个数据表结构，可以将电力企业的应用数据在电表和抄表工的手持式设备或自动抄表系统的电表通信模块间进行传输。该标准将计量设备数据与系统运行判据有机整合到一个标准的表格中，既包含所有生产商都需要的通用数据，也包含某些生产商需要的特定数据。

3.10.4.2　IEC 61968-9：通用信息模型

IEC 61968 系列标准主要是用来实现不同的分布式应用程序的整合，以支持对配电网的有效管理，允许迥然不同的应用程序间的整合，包括现有系统与新建系统间的整合。目前 IEC 61968 的发展趋势是将支持事件驱动的应用程序。它支持松散耦合的应用系统的交互，可以跨开发语言、跨操作系统、采用不同的通信协议和管理工具。尤其需要指出的是，IEC 61968 的第 9 部分规定了一个消息格式集合的信息格式，可用于支持与智能电表读数和控制相关的很多商业功能。

3.10.4.3　IEC 62056 DLMS-COSEM 标准

IEC 62056［设备语言报文规范（DLMS）/电能计量的辅助规范（COSEM）］是一系列定义对象模型的标准，包括智能电表的功能、所有读数的标识系统、一种与模型通信的消息方法以及在计量设备和数据采集系统间传输信息的方法。在 IEC 标准的应用市场中这种标准正被越来越多地采用。

3.10.4.4　北美电力可靠性委员会：关键设施继电保护安全性需求书

北美电力可靠性委员会的关键设施继电保护安全性需求书主要是为了确保大型电网运行的安全性。在北美大型电力系统可靠性标准中，专门有一章是用来描述关键互联网设备的安全需求的。大电网标准为业界提供了权威的电网安全性规范，对最佳的

工业实践加以支持。

3.10.4.5 美国国家标准技术局

美国国家标准技术局（NIST）正在为智能配电网制定关键的技术标准。ANSI C12.9 和 IEC 61968 是迄今为止已发布的智能电网互动性标准框架的最新版本。

3.10.4.6 智能能源规范

目前 NIST 的智能电网标准框架及智能电网互动性标准路线图中都包含了 ZigBee 联盟提出的智能能源规范（SEP）。SEP 致力于将 AMI 和智能计量技术与家用网络对接，至 2011 年年底已在德克萨斯州、内华达州、俄克拉荷马州以及加利福尼亚州的一部分（试验客户）得以应用。

3.10.4.7 通用信息模型

配电网管理特别工作组（DMTF）制定了本部分通用信息模型，包括通用信息模型（CIM）基础设施规范和对应的 Schema（对 XML 脚本进行规范的定义文件）定义。Schema 提供了对实际模型的定义，规范明确了如何与其他管理模型进行整合。NIST 的智能电网标准框架及智能电网互动性标准路线图中也包含了相关的 CIM 的内容。

3.10.4.8 802.16e

标准 862.16e—2005 被称为移动宽带无线接入系统（MBWAS）标准，是对上一个版本 802.16—2004 的修订。802.16e 强调的是数据获取的移动性，对可扩展的正交频分多址接入（OFDMA）服务提供了更好的支持。802.16e—2005 有时也被称为“Mobile WiMAX”。

3.10.5 高级计量体系的安全性

对高级计量体系的安全性进行评估时，必须考虑替代控制技术的成本，例如需考虑与传统的基于事故概率或风险的评估方法进行对比。若不考虑任何安全性，或考虑任何情况下都必须确保 100% 的安全，则电力企业必须应对最严重的威胁，即必须时刻满足最大的风险或影响面最大的情况。出于这一考虑，所采用的方法必须能迅速辨识不正常的安全性问题，快速予以响应，对故障区域进行适当隔离，所有的控制措施都是为了减小事故的影响，缩短停电时间，降低事故风险。

3.10.5.1 高级计量体系的安全战略

正如美国国土安全部所述，2009 年美国国家基础设施保护计划的网络安全战略一章关注如下问题：

1）预防：应采取适当措施和标准持续应对网络脆弱区域可能面临的威胁，降低其风险，包括采取措施避免事故发生，以及及时规避事故造成的影响。

2）监测：应采取措施及时发现网络中的异常行为、非法侵入、恶意代码或其他行为或事件，避免导致电网运行的瓦解，同时应采用数字证据采集的新技术。

3）响应：所应采取的措施包括迅速处理短时或突发事故造成的影响，包括迅速采取措施拯救生命、保护财产以及满足基本的人权需求，还包括及时启动应急预案及事故响应机制，以最大程度降低人员伤亡、财产损失以及其他不利后果。

4）恢复：包括对受影响的服务和设施进行恢复的预案的制定、协调和实施，有赖于个人、私人团体、非政府组织及公共部门的共同努力。

3.10.5.2　高级计量体系的安全性需求

下述专题被认为是与前述安全性问题相关的关键内容。对智能电网安全运行的需求已超过了相关政府部门推荐的标准及自身的工业安全标准，所提到的组织包括美国国土安全部（DHS）、美国能源部（DOE）、美国国家标准技术研究所和北美可靠性委员会，以及诸如美国电气制造商协会和 OpenSG（高级计量体系专题组）等工业组织。下述关于智能电网的安全性需求关注的是与网络安全相关的领域：

1）时钟同步：时钟同步对于智能电网的几乎所有方面都是至关重要的功能。当不同系统协同运行时，需要精确的时间同步，以确保能对控制系统事件和电网安全事件做准确记录。不但如此，精确的时间同步对于正确实施特定的密码协议和验证方案也是必不可少的。

2）日志和审核功能：日志和审核对于许多智能电网组件来说都是常见功能。通常可能有三种实现共享日志系统的方式。第一种实现方式是一种集中式日志系统，所有日志记录都实时或“尽快”传输到一个中央系统中。第二种实现方式采用的是分散式日志系统，每个系统负责分别维护各自的日志，但智能电网提供全局层面的接口，用于从一个中央位置远程查询不同系统日志。第三种实现方式是一种混合式的方案，每个系统可以维护各自的日志，但这些日志会被定时传输给某个中央日志服务。某一应用系统到底应采用哪种实现方式完全取决于系统自身的目标。

3）用户管理：用户管理指的是对智能电网应用系统的用户进行管理的行为。

4）角色管理：角色管理指的是对不同用户（或用户组）可以使用不同智能电网应用系统功能进行管理的行为，包括但不仅限于创建角色、修改角色、删除角色以及指定某一用户具体角色等功能。

5）资源管理：资源管理指的是对应用系统各种资源进行管理的行为，被管理的资源包括 HTML 或其他类型页面（JAP、ASP 等）、JAVA 的商业应用组件技术（EJB）等资源，还包括对可以应用这些资源的角色进行的管理。

6）资格认证：资格认证指的是确认请求者的行为是否合法，此处的请求者可以是自然人，也可以是其他的系统或服务。资格认证通常通过密码设置、身份验证令牌或数字证书等机制来实现。

7）授权：授权指的是赋予被确认的请求者实施某项行为以不同等级权力的过程，此处的请求者可以是自然人，也可以是其他的系统或服务。授权通常通过基于角色的访问控制或目录组成员策略来实现，可能涉及事务层的安全性。

8）密码管理：应该对用户登录智能电网应用系统的密码进行有效管理，以便在实现一些复杂的需求的时候不需重新配置任何组件。密码管理功能可为任意或全部用户配置不同的权限，也可以允许用户改变密码或恢复初始设置。

9）系统账号管理：智能电网应用系统账号包括登录数据库的用户名和密码、关键密码证书等，在部署时和整个生命周期的任意时刻都应可配置。

10）系统和信息的完整性：智能电网应用系统需要在系统内外交互数据，可能包含重要的或保密的商业数据。在数据传输的过程中确保数据的完整性是至关重要的。

11）系统和信息的保密性：加密技术用于保证系统在运行时和空闲时刻数据的安全性。通常认为系统运行时的数据更易受攻击，尤其是当数据从可信度较高系统向可信度较低系统进行传输时更是如此。所有需通过加密来确保信息安全的系统组件在数据传输的时候应与系统需求相结合。空闲数据（处于存储状态）在此处不赘述。

12）密钥管理：无论是对称加密的密钥，还是公共/私有数字证书，各种密钥在智能电网应用系统中都有广泛应用。通常密钥都有有效期，有时在固定周期后或使用密钥遇到了任何违规事件时都会被强制更换。

13）固件的管理：大量智能电网的组件都会拥有自身的固件，作为其固有组成部分。如何对这些固件进行管理在很大程度上可以体现出对硬件系统生命周期的安全性管理。

14）互操作性标准：智能电网应用系统的安全架构包含了由多个组织发布的互操作性标准，例如由 W3C、Oasis、IEEE、IETF 等组织发布的标准。通过尽可能遵循这些标准，使得智能电网产品具备足够的竞争力，为用户提供了必要的选择，允许他们既可以构建全新的安全架构，也可以将新需求与已有安全系统相集成。

3.10.5.3 高级计量体系安全性方面所面对的威胁

目前 AMI 系统在多种基础设施中得以实现，在设计的时候包括有线通信和无线通信的方式，结合了公共网络和私有网络。在这些基础设施上运行的应用程序可以采取合适的风险策略，进而可以规避一系列风险。在不同应用程序中进行信息交互时所需的安全性由两端的两个应用程序同时来保证，同时还有一些中间件[⊖]可以对其进行辅助。这是至关重要的，因为 AMI 作为一个整体可能会同时面对多种威胁，列举如下：①对应用程序的控制受到限制，例如系统受到入侵；②身份认证或权限认证出错，导致登录者越权访问；③机密信息或敏感信息的泄露；④服务或访问被拒绝；⑤系统运行规范被破坏，导致引入错误，以及系统整体性的破坏；⑥未授权使用（权限问题）；⑦未经身份认证的系统应用或错误应用（身份认证问题）；⑧纪录被篡改或被破坏（可审核性、可验证性问题）；⑨消息延迟、消息错误或消息丢失（系统可靠性问题）；⑩系统全面破坏。

因为在部署 AMI 的时候涉及的产品和技术众多，通常在设计和实施 AMI 安全架构的时候采用分层安全架构。这种安全架构允许结合各种不同的性价比高的技术，同时可以采取合理的风险规避技术，例如可以在某些系统组件天生就不十分安全的时候采用某种程度的补偿控制方式。

3.10.5.4 高级计量体系的实用安全性规范

当考虑安全性目的的时候，存在着三种主流的集成环境：

1）企业底层关键操作系统及其数据访问和交换；

2）企业内部办公应用的数据访问和交换；

3）企业外部应用程序及其数据访问和交换。

⊖ Middleware：一种独立的系统软件或服务程序，分布式应用软件借助中间件在不同的技术之间共享资源。——译者注

为了满足 AMI 特定的环境需求，在部署 AMI 系统的时候考虑了多种安全性指标。

3.10.6　智能电网中的高级计量体系需求

智能电表和 AMI 对电表采集到的数据进行整合，向用户提供可被用户理解的通信数据。当智能电网已经走出试验阶段后，电网中的智能电表和 AMI 必须支持多种全新的需求。

3.10.6.1　计量数据的读取

AMI 系统必须能维持日常的（默认的）读表行为，并在预定的时间框架内允许所有被授权的应用系统获取其特定的信息。

3.10.6.2　内部设备的管理

AMI 中所有终端设备都具有自检功能，且能在设备运行状态越过某一预设阈值时触发报警或发布预警信息。人们通常还需要这些设备能够维护自身的日志信息，以便在必要时向所有被授权应用系统发布。

3.10.6.3　远程配置

所有终端系统必须支持对其内部设置和流程进行设置。多数 AMI 表计可以通过 AMI 网络接收配置文件并进行相应设置。

3.10.6.4　固件升级

所有终端设备都应支持由被授权应用系统对其进行远程固件升级的功能，在对固件进行升级的时候应尽可能避免对设备的正常运行产生影响。

3.10.6.5　时钟同步

所有的网络设备负责维护自身与网络管理站（NMS）的时钟同步，NMS 采用网络时间协议（NTP）服务器来确保发布持续时间。

3.10.6.6　确保本地访问

AMI 表计必须允许所有被授权设备的访问，包括当网络出问题时对来排查故障的电力员工的各种手持设备的支持。

3.10.6.7　试验和诊断

所有终端设备都应能够进行自检操作，发现实际故障或潜在故障，并向 NMS 进行报告，报告可以采用即时报告或依需求报告两种方式，视事件的严重程度而定。

3.10.6.8　其他功能

AMI 系统还可提供对若干电力辅助部门功能需求及事件驱动的工作流程的支持，包括如下方面：①对用户供电服务及用电负荷的控制；②停电监测；③供电服务的切换；④供电服务的限制；⑤对篡改电表读数行为的监测。

3.10.6.9　对用户用电界面的支持

AMI 可能需要支持对 NMS 发布事件进行响应的功能，并在用户允许的前提下将事件发布给家庭网络设备，可能的需求管理事件包括用电计划的确认、用电计划的取消以及用电计划的重新安排等。AMI 还应支持对充电汽车的计费，例如对处于活动状态的插电式混合动力汽车（PHEV）接入本电力企业（或其他电力企业）管辖的配电网进行监控和管理。PHEV 的充电接入点以及具体的充电数量或信用额度必须被有效管理，这是很具有挑战性的，因为不仅需要处理好增加的负荷和潜在的供电能力问题（包括相关的继保整

定和控制的问题)，还应高效地追踪和计量在不同的接入点的用电量，这些接入点可能在本地配电网之中，也可能位于相邻的其他电力公司的配电网之中。这对电力企业而言是一个巨大的挑战，将导致数据管理模式的明显变化，以及计费模式由传统的每月一次的定时模式向全新模式的转变。用户用电界面所带来的挑战示于图 3. 166 中。

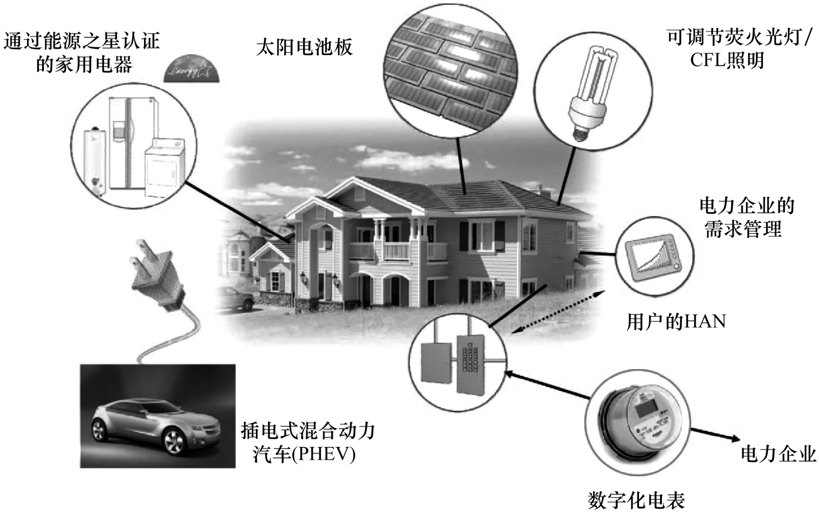


图 3. 166　用户用电界面的挑战（来自 Fan，J.，Borlase，S.，Advanced distribution management systems for smart grids，IEEE Power Engineering，March/April 2009. Copyright 2009 IEEE）

3. 10. 6. 10　与电力企业应用系统的集成

AMI 必须能够与智能电网其他企业级应用无缝集成，以实现在 AMI、OMS、DMS 以及用于计费和 CIS 的与计量相关的其他应用系统间交换数据所带来的巨大效益。实现此目标的集成平台示于图 3. 167 中。

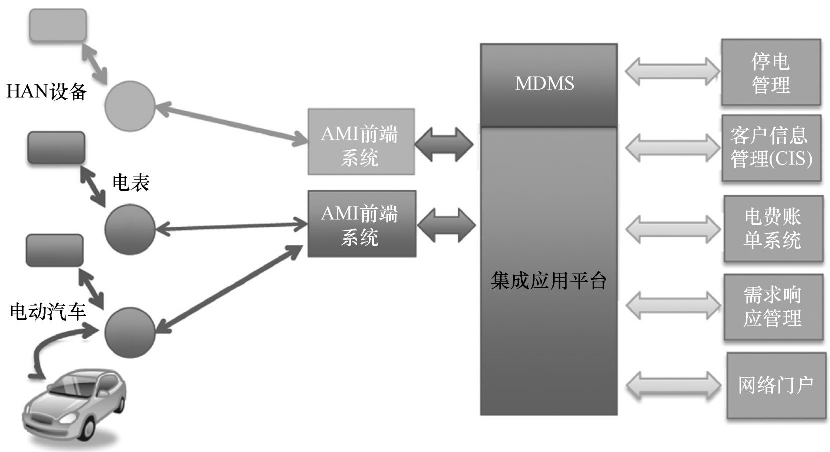


图 3. 167　AMI 与其他企业应用系统的集成

（© Copyright 2012 eMeter，a Siemens business. All rights reserved）

美国加利福尼亚州公众对智能表计的反对意见

尽管加州的电力企业近来对与 AMI 相关的建设兴趣持续升温，它们仍面临着很多障碍需要克服。至 2011 年下半年，加州的三个主要的电力公司——太平洋天然气与电力公司（PG&E）、圣地亚哥天然气与电力公司（SDG&E）以及南加州爱迪生电力公司将联手完成接近 90% 的智能电表安装计划，该计划目标是安装大约 1000 万块智能电表。

一个规模很小但颇有影响力的消费者群体抵制这一智能电表安装计划［见《纽约时报》2011 年 1 月 30 日文章："新型电表搅动恐惧气氛（New Electricity Meters Stir Fears）"］。一些已经安装了智能电表的消费者抱怨说，这些新电表对他们用电的计量不准确，导致电费奇高，加州公用事业委员会（CPUC）接受了大约 1100 起关于电费偏高的投诉。然而 CPUC 经过调研发现，没有一起投诉真正是因为电表计量出错，所有问题都出在消费者对电价的定价体系理解有误，以及用电设备不经意出现短时的负荷突增。

作为调研工作的一部分，CPUC 指定了一家第三方审计机构对先进电表的安装进行调查，以期确认是否存在计费错误的问题［见旧金山纪事报 2009 年 10 月 18 日文章："消费者说：PG&E 的新电表并不总是智能的（Customers say new PG&E meters not always smart）"］。在这种情况下，出现的问题实际上并不是技术问题，而是与公共关系有关的问题㊀。自那时起，电力企业更加重视公共关系问题，追加了数以百万美元计的投资用于对公众进行科学普及以及相关外展服务项目。CPUC 也制定政策允许消费者可以在智能电表之外自由选择，只要消费者愿意支付电力企业为了维护手工计量所付出的成本，他仍可以选择原有的计量方式。有不足 1/1000 的消费者选择了原有的计量方式。

案例分析：意大利国家电力公司（ENEL）在意大利收获了 AMI 带来的效益

ENEL 是意大利提供配电服务的最大企业，已经为几乎全部 3000 万个用户装设了智能电表，其中至少 2400 万只智能电表可以远程抄表。作为世界上第一家积极大范围推进先进计量技术的电力公司，ENEL 为世界上其他电力企业树立了正面的典范。ENEL 通过 AMI 的部署所获得的收益包括更高效的数据采集、更低的运营成本、更高的运行效率以及更高的服务质量。ENEL 估计运行成本每年可以节省大约 5 亿欧元，故仅需 4 ~ 5 年即可收回智能电表部署的成本[5]。ENEL 推广 AMI 最初的驱动力是为了削减现场工作的工作量。

3.11　需求侧管理

Stuart Borlase，David P. Chassin，Gale Horst，Salman Mohagheghi，Eric Woychik 和 Alex Zheng

㊀ 中国的电力业界也遇到类似的公共关系问题，目前电力企业都非常重视对公众进行用电方面的科学普及。参见 http://news.ifeng.com/gundong/detail_2013_06/21/26647902_0.shtml。——译者注

在学术界，对用户用电需求的管理已被研究和争论达数十年之久。电力企业可以通过多种刺激机制来进行需求侧管理（Demand-Side Management，DSM），以期整体上降低总用电量，确保全网用电模式合理，在这方面人们耳熟能详的词汇包括能源效率、节能、需求侧管理、需求响应（Demand Response，DR）以及需求响应管理（DR Management，DRM）等。

电力部门在考虑电力供需问题的时候需面对的一个主要的挑战是系统中的负荷不是恒定不变的，电力部门必须开展高效的发电调度，在一天之中的不同时段满足不同水平的负荷需求。电力部门通常拥有不同类型的电源，例如燃煤机组、燃气机组、水电机组等，还可能从开放的电力市场中购电，因此必须综合考虑不同电源类型的成本。事实上，电网供电成本不仅与时刻变化的负荷需求有关，也与电网供电能力的变化有关。电网供电能力的变化既包括电网中可能发生的发电机跳闸或输电线路跳闸等紧急情况，也包括诸如风力发电和光伏发电等间歇性能源的出力变化。在用电高峰期或电网受到了较大扰动时，一些发电成本高的电源（如燃气机组）将发挥作用，导致满足供电需求的成本增加；而在用电低谷期，低成本电源（如核电机组、水电机组和燃煤机组）成为主要的电源类型。通常电力部门的计费做法是依照全年的平均供电成本来向用户收费，同时在用电计量的时候也采取的是考虑一周或一月之内与用电瞬时值无关的用电总量（常以 kWh 为单位）。

电力部门为什么要推进可能降低用户用电总量的计量手段？这违背了人们的直觉，因为这将降低电力部门的收益。事实上，如果能降低用电高峰期的用电需求，将为电力部门带来显著的运行效益和经济效益，例如可以避免供电阻塞，或可使电网能在紧急情况下（如在某些发电机组发生故障时）仍能保持向用户供电的能力。若能对高峰时段用电需求进行转移，将可在显著降低对电网的投资需求和运行成本的同时保持电网具有足够的可靠性。很多电力零售商都对工业用户和商业用户采用了多种专门的用电率和电费指标，包括为满足用户最大用电需求需采取的指标，以及当用户用电水平超过协议水平时如何进行罚款的约定。

3.11.1 需求侧管理的机制

需求侧管理通常都基于用户侧的计量数据来制定政策，以降低用户的负荷，提高能源利用效率，涉及需求响应、分布式发电（Distributed Generation，DG）和储能等方面。所有这些需求侧管理因素都考虑的行为又被称为集成式 DSM（Integrated DSM，IDSM）[1]。为了便于区分，这里的能源利用效率指标通常只考虑整体降低用户能源需求的指标，用户的用电设备可包括照明、空调和其他家用电器（如电冰箱、洗衣机和洗碗机等），以及各种变速电动机。IDSM 可为用户提供全面的需求侧用电管理的措施。

IDSM 的一个重要内容是用电需求响应，通常指的是在一天、一周或一个季度的某些特定时段如何降低用户的总用电量。一直以来，需求响应都是用来削减用电高峰时段的用电需求，峰荷的削减通常导致本来安排在高峰时段的用电需求被推迟到非高峰期，通常峰荷的削减也会有效降低系统整体负荷值。近来需求响应发展出了多种模式，例如可主动削减的负荷、基于用电行为的响应、基于电价的响应以及基于事件驱动的

响应等㊀。早期比较典型的用电需求响应形式是电力部门可以直接对用户的一些用电设备进行远程控制，例如对热水器或空调进行控制，避免其在用电高峰期使用。

电网用电侧的行为可以被管理，而且可以对电力企业发布的信息或信号做出响应，这一思路本身并不是全新的。然而在目前的多数电力市场中，需求侧仍无法对供电企业的电价信号做出响应，或者供电企业干脆就不发布什么电价信号。直接对负荷进行控制或对电价做出响应两种方式都在不同的区域得到了考虑或试点。可以把问题描述得更形象一点，考虑更高的燃油价格对乘飞机旅行或消费者购买车型的影响。如果每加仑汽油价格仅上升了几美分，你可能根本就不会理会，但如果价格增长为原来的 2 ~ 3 倍，甚至提高了一个数量级，你的行为将非常有可能做出改变。可以预期，多数消费者会改变他们的消费行为，或对价格变动做出某种形式的响应。例如，人们可能考虑采用按照消费量来定价的方式，以替代常规的高价格，这样可以鼓励对需求的削减。

如果可以通过客户激励机制、信息公开、价格信号及相关技术来促进负荷削减指标的应用，则电力企业为了维持可靠的供电服务所必须确保的供电能力将可以大幅度减少。通过这些措施，部分可靠性和风险的负担可以被转嫁给消费者，消费者的用电行为可以直接或间接地实现这些措施所带来的效益。当所有用户都通过需求响应措施以更加节能的方式来用电的时候，整体的电力系统运行成本就下降了。举例来说，当新英格兰电网的用户都参与对峰荷进行需求响应的时候，系统的备用容量可以减少 10% 甚至更多[2]；与此同时，高峰期负荷超过系统供电能力的概率也减少了 10% ~50%。这种对用电高峰期供电能力需求的削减可使新英格兰电网供电侧的运行成本降低 8.5% 之多。这样当需求侧管理行为累积到一定规模后，就可能带来电价的大幅度降低。

对电力系统而言，另一种有效降低负荷需求的手段是在用户处安装分布式电源。分布式电源通常包括适合用户自身情况的任何发电形式，例如光伏电池、风力发电、燃料电池、热电联产机组、柴油发电或微型燃气轮机等。一些分布式电源是持续连网的，因为它们的接入方式决定了只要发出电来就必须送入电力系统中。其他的一些分布式电源是可调度的㊁，无论是由电力企业调度还是由 ISO 来调度，它们都有权决定何时用户的分布式电源可以接入电网中。当分布式电源向电力系统售电时，可以采用所谓“净回值计量”的方式，以零售价格计价，也可以采用趸售或其他合同定价、政府补贴定价等形式。若某分布式电源可由电力系统或 ISO 来调度，则应向用户支付两种形式的费用：一是分布式能源作为备用容量服务的费用；二是分布式能源实际运行时需支付的额外补贴。大容量的不可调度分布式电源（如风力发电或太阳能发电）需按

㊀ 用户主动削减负荷可以降低负荷需求，但这种用电量的削减的价值仅为节省下的电价（美元/kWh），而且这种响应是不确定、无法预测的。另一方面，对特定地点的负荷进行复杂的控制可以有效实现负荷转移，这种确定性的、可预测的降低用电负荷行为可对电网运行调度事件或发电价格的波动进行响应。

㊁ 可调度的分布式电源可以被投入或退出，并可以系统频率同步运行，或者遵循系统调度人员的指令增减出力。不可调度的分布式电源无法对电网运行人员的指令做出响应，因此被认为是“必须保持接入的”，或仅做为所谓“基荷”的电源。

实际发电量计费，但通常认为并不能提供额外的容量效益或避免输配电网阻塞的效益，因为这些发电形式是时变的，因此是不确定性的电源。当然，情况也在发生变化，因为一些可再生能源（如风电或太阳能）在部署的时候常配备有电池储能装置，因此也可以提供相对可靠的电源。

用户处的储能装置既可从电网中获得电力（充电），又可在紧急情况下向电网反送电力（放电）。还可对储能进行合理的调度以获取市场效益，例如可在低电价时进行充电，此时电网的可靠性和运行成本问题相对都不很严重。储能与用电响应相结合究竟获取效益的能力有多高，取决于响应的速度和当电网有需求时能够投入的储能容量，当然最重要的是电能的市场价格。对储能进行控制的方式可以是主动式（通常为手动），也可以是基于事件驱动或价格驱动的自动方式，这意味着若想通过采用储能技术获取更大效益，应该优先考虑采用更先进的控制手段和电网接入技术。储能技术可实现一系列目标，包括满足用电高峰的需求、补偿可再生能源的波动等，以及其他电网调度需求。可以预期，业界内储能技术的应用将持续增加，以提供所需的供电能力、电能、电压支撑以及频率调整等。储能已被认为是一种具备广泛市场机遇的灵活的电源技术。储能技术中电池也有多种形式。大容量的电池被部署在变电站，用来支持大容量的光伏电池或风力发电的接入。容量相对较小的电池可用来作为社区储能（Community Energy Storage，CES）装置，目前已出现了可将电动汽车电池中的电能反送回电网的技术。

3.11.2 用户用电模式和用电行为

每天几乎在相同的时间，人们纷纷起床并走向工作岗位，各种工业行为和商业行为也渐渐开始，电力系统也要逐渐提高其供电水平以满足用电需求。对于电力系统而言，每天负荷的变化都是可以预测的，取决于负荷的类型和其他相关因素，例如是否是工作日，或气温情况如何，诸如此类，这种预测的结果是得到一系列每日、每月、每季度或每年负荷周期性变化或负荷峰值的曲线。在任何情况下，电力系统必须提供充分的发电能力和输电能力，以确保总能满足负荷需求。

在夏季最热的若干小时或若干天，一些电力系统往往需面对巨大的空调用电需求，电力系统必须满足这些需求，以免发生电压偏低现象（局部低压）或系统大停电（完全失压）。为了满足这区区几小时的“峰荷”，电力系统必须具备充足的装机容量或输电能力，然而在一年中其他时间这些发电和输电的能力都没有机会被用到。事实上，在一年中的绝大多数时段，电力的需求都不会接近年度峰值。

负荷曲线的形状可用来描述一天或一季度时间尺度下负荷的变化规律。多数的负荷曲线都用平均每小时用电量（kWh/h）来描绘，如图 3.168 所示。不同季节的负荷曲线有时也用负荷峰值（MW）来表示，当然有时峰值也是用日间负荷平均值（kWh/h）的最大值来计算的。在各种情况下，负荷都是功率量纲而不是能量量纲。

负荷曲线有一些重要特性，在使用负荷曲线时必须加以考虑。首先，用电区域距离热带越远，夏天和冬天的照明负荷的差异越大，这意味着若用电区域离赤道越远，则受白天特征（如气温和绝缘水平）影响的负荷控制系统将越可能表现出季节性特性。

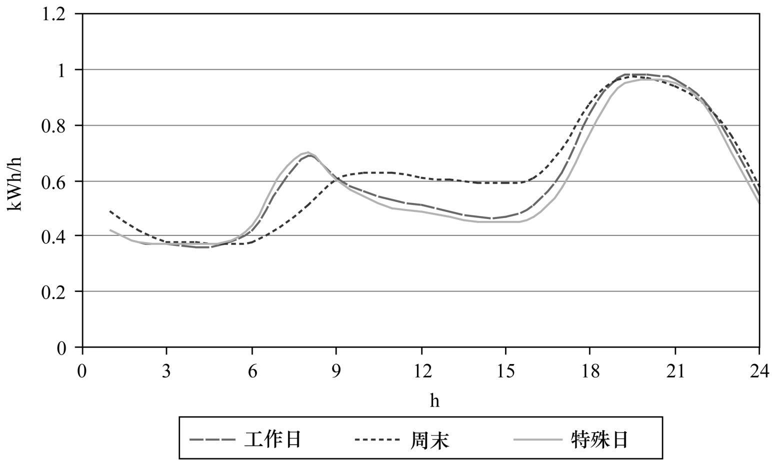


图 3.168　日间负荷曲线示例（© Copyright 2012 Pacific Northwest National Laboratory. All rights reserved）

其次，即使室外温度相同，潮湿天气下的空调负荷也往往比干燥天气下的空调负荷水平要高，这意味着在潮湿天气时对空调负荷进行控制的策略可能发挥更大的作用。第三，与欠发达地区相比，收入水平高的地区单位资本的负荷水平更高。第四，与居民负荷相比，商业负荷受天气和气候⊖的影响相对较小。商业建筑物的制冷系统更多地受到建筑物内部的照明、计算机和人员散热的影响，与民居建筑物相比，其每平方英尺平均的外表面积更小。第五，工业负荷对地区经济状况非常敏感，当经济放缓时，人们最先想到需要放缓发展的就是工厂。第六，农业负荷具有明显的季节性，对天气极为敏感，在任何区域，水泵和冷藏设备都是在播种季节应用的最多。第七，由于能源利用效率的标准和消费者购买习惯持续变化，负荷曲线的数据可能会随着时间的推移发生显著变化。由于缺少更新更好的数据，很多地方仍在沿用 20 世纪 80 年代的负荷曲线数据，但是自那时起消费电子产品在居民住宅市场中得到了长足发展，同时家用电器的用电效率也显著提高。第八，多年以来负荷组成发生了很大的变化，主要是由于消费电子产品和感应电动机的使用大大增加。最后，由于最近三四十年来照明用电的效率大大提高，而且出现了很多新型的用电设备，导致照明用电在全部负荷中所占比例明显减少。

刻画电力部门最大负荷的常见做法是列出一年之中不同的负荷水平并把每种负荷水平所占的总时间统计出来，从最大负荷至最小负荷分别画出所有负荷水平下的持续时间，就可得到所谓“持续负荷曲线”，如图 3.169 所示。

从图 3.169 中可以明显看出，曲线的斜率不是保持不变的。事实上，在曲线左端和右端的斜率更大，而在曲线的中段斜率相对较小，这意味着当考虑一年之中负荷最

⊖ Climate and weather，前者通常时间较长，后者通常时间较短。——译者注

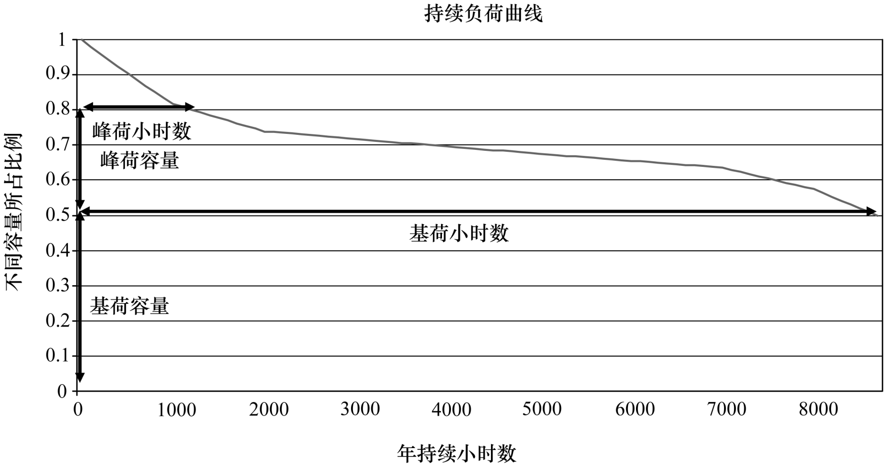


图 3.169 典型的持续负荷曲线（© Copyright 2012 Alex Zheng. All rights reserved）

重的 1000h 和负荷最轻的 1000h 时，会发现在这些时段用电需求变化得最剧烈。在图 3.169 中标出了几个最值得关注的持续负荷曲线的特征。在曲线上除了能看到一些峰荷特征而外，对用户用电所做出的响应也是有价值的，可以用来实施对持续变化的可再生能源出力进行的补偿。持续负荷曲线最常见的用途是进行规划研究，规划者可以用这些曲线来评估每年系统电源必须建设的总时长。持续负荷曲线还可用来评估在某些特定时段必须被削减的最大负荷总量。

尽管负荷曲线可以用来描述一天之中任一指定时刻或一年之中任意一天的负荷量，仅靠负荷曲线的描述是无法研究智能电网背景下的负荷行为的。当试图通过负控策略来改变智能电网中的负荷行为的时候，负荷增长时间、负荷占空比以及负荷变化周期都是十分重要的。现在已经可以采用终端计量技术直接量测负荷占空比以及负荷变化周期。当然，终端计量设备往往非常昂贵，而且所采集到的数据又往往是设备自身表现与其他因素（如用户的用电表现）等共同作用的结果，因此通常很难通过这些数据明确地辨识出每一负荷的基本特征。不但如此，当研究负荷聚合的时变模型的时候，不仅应计及负荷占空比及负荷设备的一些概率性特征，还应考虑负荷变化的周期以及负荷在变化周期中的相位差异，如图 3.170 所示。

在前述情况下，单一设备的状态指的是该设备运行在一个完整周期中的哪一点。由此可见，若想对具有不同表现模式和使用周期的负荷设备进行聚合将变得更加复杂。这一点对于需求侧管理十分重要，因为电力部门需要在对负荷建模时考虑用户用电模式间的差异。

3.11.3 电能的节约和推迟利用

受用电响应模式影响的负荷可以分为两部分——被节约的电能和被推迟利用的电能。在一些情况下，被需求侧管理措施所中断的供电可能不会恢复到原始水平，或可能被推迟恢复。由于短时的需求削减导致的电能永久性削减称为被节约的电能（Conserved energy），因为从电网侧来分析的话，这等价于这些电能从未被消耗掉。当然，

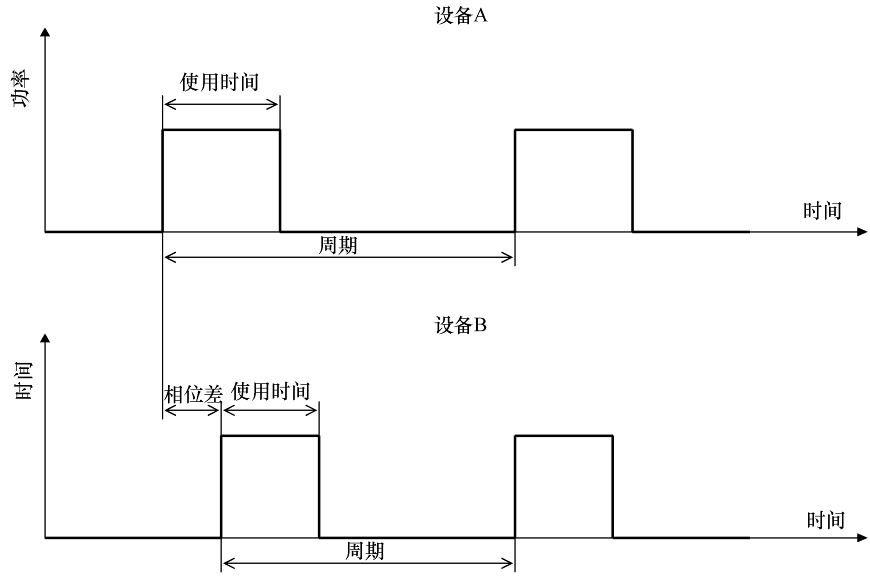


图 3.170　负荷聚合（© Copyright 2012 Pacific Northwest National Laboratory. All rights reserved）

并不是所有对用户负荷的削减都会导致电能的节约。例如对照明负荷而言，一盏灯被推迟使用，很可能不会意味着用户之后会打开这盏灯来弥补前面未获得照明的损失[⊖]；然而如果负荷控制措施关断了用户的热水器或空调等电器，很有可能会导致随后可以使用这些电器时用电量反而增加。这种用户用电“反弹效应”所带来的影响可能导致一天之中出现第二个用电高峰，从而使得原本被削减的用电量回到甚至超过原始值。这种用电模式被称为推迟利用电能，或被称为“用电的反弹”，因为这种用电行为仍然发生了，只不过发生得稍迟了一些。在削减用户负荷的时候必须谨慎处理，以免造成人为的（第二次）用电高峰，而这种由于电能推迟利用所造成的峰值负荷管理成本相当高。电力部门有多种处理这种电能推迟利用的措施，但各种措施从本质上来说都是如何想办法错开不同用户恢复停电前用电水平所需的时间。

从负荷特征的角度来说，电力部门可以向用户提供两种不同的需求侧管理机制（见图 3.171）。第一种机制旨在提高能源的利用效率或提高用户用电量的削减值。这些措施会降低用户整体用电量，通常包括如下措施：①整体上减少电气设备的使用时间，如减少恒温设备的使用；②降低运行时负荷的数值，如改用更加高效的设备；③减少化石能源发电的总量，如可以将集中式利用化石能源发电的电源替换成分布式可再生能源。电能利用量的削减带来的首要效益是使得电力系统可以推迟安装为满足负荷增长需求所必需新增的装机容量。尽管电力企业的首要目标是通过售电来提高收益，电

⊖ 意思是说即使由于灯火管制等原因某些照明设备在特定时刻没有被启动，但当其可以被使用的时候也很有可能由于用户生活习惯等原因不会追加负荷。举例说，晚上 8～12 时停电，因此没有照明，0 时恢复供电，用户也不会在 0～4 时来打开电灯弥补晚上 8～12 时未获得照明所带来的损失。——译者注

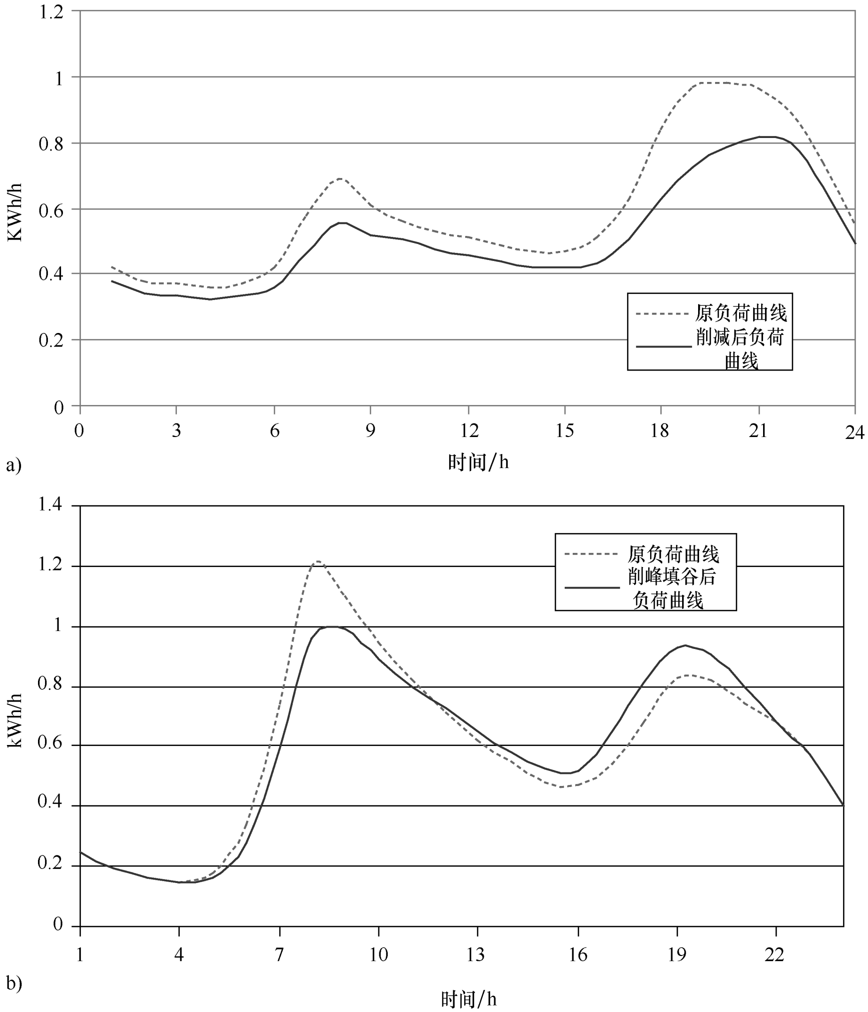


图 3. 171　需求侧管理机制（© Copyright 2012 Pacific Northwest National Laboratory. All rights reserved）

a）电能的削减　b）移峰

力系统自身运行成本的显著降低也是非常重要的，可以通过购买和资助新型能源的应用来实现这一目标。新型能源往往非常昂贵，用电用户自身往往难以承受。例如，某电力企业预测未来 10 年用电量将增长 50%，相应的经济效益会增长 25%，若启用前述用电削减方案可将用电量的增长降低至 10% 以内，同时经济效益不会增加。经过慎重考虑，显然综合起来后者更为合理。

第二种常见策略就是所谓移峰，即通过采取措施（如储能）使集中用电的行为分散到不同时段，以达到负荷曲线峰值迁移的效果。这种方法最主要的效益就是使电力企业可以在提升售电收益的同时不必为提高系统输电能力而新增设备，而新增输电设备在一个电力企业的运营支出中往往占的比例是相当大的，因此任何能在不减少售电量的同时达到移峰效果的技术措施都是有吸引力的。

作为通用的方法，现有的电力企业需求侧管理系统都具备削减用电量的策略，然而这些应用系统在现今看来不能被看作是智能电网下的应用系统，原因如下：①现有系统已广泛应用；②现有系统主要功能的实现不依赖先进的 IT 技术。事实上，移峰应用系统需要精确且持续的信息来保证有效运行，尤其是当刺激信号（如电价）对所有可能产生效益的机会都有效时更是如此，此时应用系统需能对多种相互矛盾的信号做出协调。一个例外情况是节能降压技术（Conservation Voltage Reduction，CVR），即通过智能电网技术来监测、管理和降低电压，以维持用户电压水平在允许的最大值和最小值之间，产生整体节能效果。

最新的负荷建模方面的研究关注的是那些能被智能电网技术影响或能直接参与智能电网运行中的负荷行为，这些负荷模型主要是用来描述负荷转移及其他相关行为，这些行为是负荷对电力企业或电网发出相关刺激信号的响应。

3.11.4　供电侧的功率平衡

在分析如何满足负荷变化的发电侧表现时，常把发电机组分为三种基本的类型：满足基荷的发电机组、满足中间负荷的发电机组和满足峰荷的发电机组。三类发电机组主要体现为资本性支出和运营性支出之间的权衡有所差别，每种发电形式都扮演了不同的角色，共同降低了全局成本并满足了可靠性需求。

满足基荷的发电机组：如图 3.169 所示，图中标记为基荷容量的区域表示的是通常维持在大致固定水平的发电容量。典型的基荷发电机组包括核电、燃煤和非常高效的燃气机组，这些机组的发电容量在一年中所有时段都被利用。需要注意的是，在某些地区，丰水期的水电机组也用来作为基荷机组。

满足中间负荷或对负荷变化能做出响应的发电机组：相对于基荷机组来说，这些发电机组通常对负荷的变化做出更多的响应，试图通过发电出力的增减来满足负荷需求的变化，很多这类机组通常又被称为跟踪负荷变化的机组。在负荷曲线上基荷之上的一段就是这些机组响应的区域。通常的负荷响应时间尺度从数分钟到数小时不等，有些机组甚至能对数秒钟内的负荷变化做出响应。能够对负荷变化做出响应并追踪负荷变化的机组通常都是联合循环天然气发电机和水电机组。通常这类机组在电网中并不是时刻必备的，如在夜间就很可能不需要，即使需要也可能没有运行在满发状态。

电力企业或电网调度人员需要为这种中间负荷机组或跟踪负荷变化的机组支付必要的服务费用，因为这种机组在必要时可以被快速调度，同时其可变成本也相对较低。通常这类机组必须具备足够的灵活性来应对频繁增减出力的需求，而它们的纯发电效率往往不及满足基荷的发电机组，但基荷发电机组出力变化的成本相对较高[⊖]。这些价格补贴有助于给电厂的业主以适当补偿，因为这些电厂无法像基荷发电机组的发电小

⊖ 这种情况同时也反映了电量费用和容量费用之间的差别。电量费用指的是每小时发出多少电能的费用（美元/MWh）。而容量费用体现的是对电网中负荷或发电机组的显著变化做出响应所带来的效益，表现为一种特殊的发电出力（美元/MW）。满足基荷的机组被认为是提供了电能，而满足中间负荷的机组同时提供电能和发电容量，因此在某些电力市场中对这两种服务都会付费。

时数那样高。作为对这种更高电价的回报，中间负荷机组需要确保能在必要的时候提供充分的发电容量。

满足峰荷的发电机组：峰荷机组在负荷最高的时间段满足负荷的需求。如图 3.169 所示，年持续负荷曲线左端比较陡峭的斜率表明，每年总有一个时间段其负荷需求大大高于常规的时间段。在本例中，大约有系统总装机容量的 20% 仅用在一年中不到 10% 的时间段。与基荷机组和中间负荷机组相比，峰荷机组每年的发电小时数更低，必须为其支付更高的价格补贴来确保其能够盈利。

已发电容量和可用备用容量的组成对发电的成本和对环境的影响是起决定性作用的。能量转化效率低的机组会排放更多的污染物，运行的成本也更高，但它们在必要时的响应性能很高。中间负荷机组、基于负荷响应的机组和峰荷机组通常都处于闲置状态，直至一天之中或一年之中的少数几个峰荷时段才发挥作用。毫无疑问，电力企业和电网调度人员不愿意为这些成本昂贵的机组支付费用，可是对于负荷需求的急剧增加或其他电厂及输配电网中发生事故时，依赖这些机组往往是发电侧唯一的手段。

因为电力企业或电网调度人员对负荷（或电网的需求侧）几乎没有什么影响和控制的措施，人们被迫在发电侧建设冗余的发电容量，以确保较高的供电可靠性。为了满足用户在峰荷时的用电需求，电力企业必须能获得超出正常需求的发电容量。这导致的后果就是对于多数电力系统来说，其设备的利用率都相当低。举例来说，2006 年美国新英格兰地区电力系统全网总发电容量的 25% 仅在不到全年 2.92% 的时段运行。其中，全网总发电容量的 15% 仅在全年不到 0.90% 的时段运行。此处没有计及为了保证 10% 的规划备用裕度对应的机组空置发电容量。换个角度来说，新英格兰地区电网 20% 的发电容量仅用来发出全年 0.34% 的电量，而全网 30% 的发电容量仅用来发出全年 1.63% 的电量[4]。多数美国其他地区的发电资产利用率同样很低，平均来说 50% 的发电容量都长期处于闲置状态。

这些实际案例表明通过建设发电机组来满足最高的峰荷需求，其成本效率极其低下，大量发电容量全年长期处于空置状态。换句话说，为了满足负荷变化的需求，电力系统已经严重过度建设。目前这些过度建设的发电机组仍在被支付费用，表面上看是由电力企业或电力市场来付费，但实质上是由终端用户来付费的。多年来电力工业界都在沿用这一模式，然而现在智能电网技术已能提供更好的发电侧措施。

3.11.5 用电侧的功率平衡

供电部门和发电企业发现目前对负荷需求的管理方法在绝大多数情况下的投资回报都相当低，这导致当前负荷对电力系统运行状况的变化反应极不敏感。对电力企业和其他电力监管者来说，无论用户需要多少用电负荷都应被无条件满足，这意味着电力企业和监管部门承担着满足负荷需求的全部责任，无论负荷模式和供电成本如何，这一原则都不可撼动。

一些成功的试点和案例表明，事实上消费者在面对补贴、用电信息和电价等因素的时候，通常是愿意依照实际情况改变其用电习惯的。最新的研究指出，仅靠在用户户内装设显示设备来向用户实时显示用电高峰期和峰荷电价这种极其简单的措施，都

已经有助于用户主动将其用电需求移至用电低谷期。近来先进的技术也可利用某些装置来自动调整用户的用电功率，以满足电网的需求或对电价的波动做出响应，将在调整用户用电功率的时候对用户用电的影响降到最小。当前的成果表明改变消费大众市场的用电行为是有可能的，这为需求侧管理技术和服务开辟了一个全新的领域，已带来了一系列与需求侧管理相关的生产技术、程序、标准和用户设备。消费者不但将为需求侧管理的实现提供资金支持，同时还将接受全新的与需求侧管理相关的计量和验证的措施，智能电表将为这两种措施提供支持。在供电部门提供服务的领域和用户参与的需求侧，通信都是一个关键的因素。AMI 的基础设施可提供用户需求侧管理所需的通信手段，同时其他通信技术也在被研究和试点应用。

假设用户的负荷分为两大类：一类是所谓的关键负荷或不能由电网错峰的负荷，在任何时候电网都不能终止对其供电；另一类是非关键负荷或称可错峰的负荷，这类负荷断电后对整个电网不会有很显著的影响。关键负荷包括医院、重要的通信设施、安全系统和应急响应机构等，非关键负荷可能包括居民日常使用的洗衣机、干衣机、热水器、装饰性照明及部分空调负荷。常见的错峰措施包括调暗灯光、削减取暖/制冷需求等，或建议/强制不重要的特定商务活动改期等。

除了将负荷划分为关键负荷和非关键负荷的做法（电网侧行为）之外，一种有用的思路是基于消费者自身的意愿将负荷用一系列值来量化，进而改变用户的用电模式。读者可以考虑如下情况的可能性：各种负荷依照其重要性排序，每种负荷的重要性都体现在电价中，即体现在用户愿意为维持此负荷供电所支付的费用中。可以为一个家庭、一个街区甚至一个城市的所有负荷按照其重要性排序，电网依据这种重要性来决定供电的优先次序，而不是认为所有负荷都有相同的重要性。如果电力企业可以依照负荷的实时电价或用户指定的重要性顺序控制该负荷的投切，则人们将可见到明确的基于负荷电价水平的重要性先后顺序。另一种类似的尝试是将用户特定的用电行为与该用户能接受的特定激励水平相挂钩。无论是用电的市场定价，还是对用户用电的激励机制，其目的都是让用户明确其对不同用电负荷类型的倾向性，而这种倾向性又可进一步体现用户愿意维持用电或终止用电的倾向性。

3.11.6　电力企业和用户之间的互动

用户借助需求侧管理改善用电质量的措施有很多种。一般来说，用户需要了解哪些负荷是可以削减的，而电力企业应向用户提供参与需求侧管理的措施，包括先进计量技术和电力市场定价的数据等。在用户拥有智能电表和电力企业发布给用户的定价信息的前提下，用户可以在电价超过某一特定水平时利用自动负荷响应装置直接触发削减负荷需求的功能，这种自动负荷响应装置又称为 auto-DR。auto-DR 的主要目标是通过预设的需求侧响应程序来激活负荷响应功能。例如，可在电价处于某一特定水平时削减负荷，从而使用户可以参与局部的需求侧管理并从负荷响应中获益。这种电力市场价格、用户激励机制、计量技术和用户负荷之间的交互将使得电力市场更加完善，尤其是负荷对电价进行响应的能力持续增强，正如在供电侧发电行为对电价的响应也在逐步增强。这种用户充分参与的市场为单一的发电侧市场提供了充分的补充，促使

电力市场效率大大提升[⊖]。作为反例，当前的电力市场充其量只是存在于发电侧，故电价完全不会对负荷变化有任何响应，因为用户响应根本就不是一个影响因素。发电侧电力市场考虑更多的用户负荷动态，不仅会提高电力市场的效率和电力系统的可靠性（因为会有效减少大停电或限电事故发生的机会），同时还有助于削弱电价的波动性，以及避免在电力市场中出现垄断现象。

图 3. 172 给出了在需求侧响应时电力企业和用户间的信息流示例，说明了电力企业/电力市场与用户间进行交互的必要步骤和信息流过程，关注的是电价信号。电力市场采集电能信息，通过先进的智能电表或其他通信机制（如有线电视、电话线、无线网络等）向用户发布电价信号。用户可以对收到的直接补贴或市场电价做出临时响应，或通过自动化技术自动响应。用户的智能电器（如智能照明设备或其他智能家用电器）可对电价信号做出关闭设备、降低功率或推迟应用等响应。这些行为是增强用户需求侧响应的基础，有助于依据用户自身的信息和电力市场电价做出决策。举例来说，用户可以借助户内通信网络技术和开放的标准来进行需求侧响应。智能电网除了具有数字化计量的功能外，还可以向电力企业、电力市场和消费者传输先进的信息，这在有些特定的情况下是非常重要的。例如，电力市场或电网运行人员在系统发生紧急事故需要削减负荷时，就需要通过各种通信手段来判断不同负荷的需求侧响应机制。

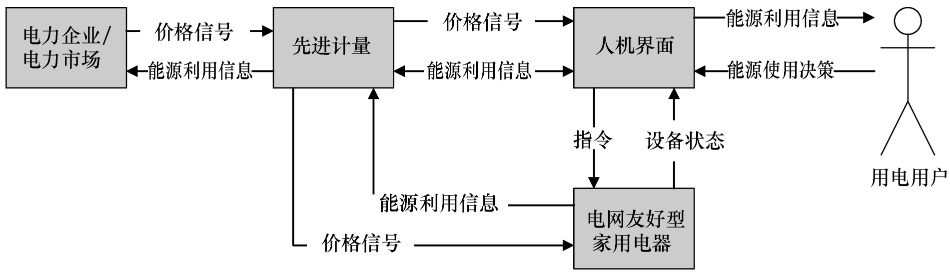


图 3. 172 在需求侧响应时电力企业和用户间的信息流示例

（© Copyright 2012 Alex Zheng. All rights reserved）

3. 11. 7 需求侧管理的价值

电力企业可以从需求侧管理中收获多重效益：①可以避免对成本昂贵的峰荷发电机组的调度；②可以推迟投入为满足过度的发电容量冗余和输配电容量冗余所必需的长期资本；③可以通过利用更高效的发电机组来削减碳足迹；④可以提高系统可靠性；⑤可以通过减少发电成本高时段的电能利用来结余成本；⑥可以为支持可再生能源（如风电和太阳能发电，通常出力总是变化的）提供额外的手段。

需求侧管理的价值往往体现为可以完全避免发电侧的机组出力的变化。推迟或避免发电侧所需占用资产及相关成本包括发电环节（发电厂）、输电线路、配电系统、用

⊖ 这种形式称为双边供需市场平衡，以与当前主流的仅有发电侧的单边电力市场平衡相对照。参见本书文献［5］。

户用电成本及对环境的污染（包括 SO_X、NO_X 和 CO_2 等）。竞争性市场具备推迟或避免消耗资源的机制，市场电价可用于评估需求侧管理的价值。

需求侧管理还提供了支持电网运行的功能，如对紧急故障的响应、系统旋转备用和频率控制等。在系统受到扰动时，一些按需提供的资源可以实时启动，以避免或消除可能发生的停电事故。不但如此，借助提供备用服务和频率调整服务，这些按需提供的资源还能在不需新增装机容量的前提下增强系统运行的稳定性。例如，在美国加利福尼亚州，如果仅把 1999 年该州零售电量的 20% 改换成可受实时电价影响，且这种影响也仅是中等程度的影响，则全州的供电成本将可下降 4%，达 2.2 亿美元之多。在随后的 2000 年，电价骤升至原来的 4 倍，同样数量的需求侧响应可为加州的用电用户节省 250 亿美元——全州总电费的 12%[⊖]。这些信息已同其他潜在效益分析资料一起由美国国会审计总署以参议院质询报告的形式于 2004 年提交给美国国会。美国马里兰电力联营体（PJM Interconnection）估计，在 2006 年 8 月热浪来袭期间，采用需求侧响应和实时电价可在用电水平最高的几个小时内将电价削减 300 美元/MWh，等价于一共降低 6.5 亿美元的电费。美国太平洋煤气电力公司和南加州爱迪生电力公司等其他电力企业已可以借助需求侧管理系统和广泛部署的 AMI 装置来进行故障后恢复。

需求侧管理技术还可为缓解气候变化和其他环境问题做出巨大贡献，其中一个可行的途径是改进用户用电效率，这也是削减温室气体排放政策的一个重要基础。基于需求侧响应技术，用户可以收到关于他们如何用电的信息，而这些信息他们以往从未见过。用户定期收到这些信息，同时可以定期将其用电行为反馈回电力系统，以增强他们对自身用电行为的管理。不但如此，用户还可以在多种电价和补贴间进行选择，从而使自身的用电效率大大提高。需求侧响应技术可以回答如下问题："你如何管理你根本无法量化的东西？"美国 Brattle 集团的一份报告[6]显示，即使用户没有享受到实时变化的电价，仅通过向他们提供他们何时何地如何用电的信息，就可以将用户用电量降低 11% 左右，因为用户此时已经对自身的用电行为有了更深刻的了解和把握。该报告还建议，如果需求侧响应技术在全美国范围内普及，即使是仅采用现有的相对成本较高的技术，也可将用电高峰期的负荷削减 11.5%（当然前提是全国所有用户都接受需求侧管理的理念）。该项研究得出如下结论：若在全美国范围采取更加保守的需求侧响应技术，可使峰荷下降 5%，进而每年可节约 30 亿美元的用电成本，而在接下来的 20 年内共可节约高达 350 亿美元，这一结论尚未计及其他可能的效益，如更低的趸售电价、可靠性的改进及更好的客户服务等。

［背景介绍］实现效益：需求侧响应如何将德克萨斯电网从大停电中挽救出来

2008 年 2 月 26 日，由于超出预期的严寒天气，以及很大容量风电（1.4GW）脱网，同时其他发电机组也无法满发，导致德克萨斯电网承受的用电缺口急剧上升（高达 4.4GW）。突如其来的事故导致系统频率骤降，进而激活了电网应急自动装置和流程。由于系统侧发电容量存在巨大缺口，美国德州电力可靠性委员会（ERCOT）转而

⊖ 这几个数字原文如此。——译者注

求助于该州内部署的需求侧响应系统（又称为需求侧可调度负荷系统），以帮助电力系统消除供用电间的缺口。这些负荷中包括一些大容量的工业用户和商业用户，他们之前已经签署过协议，同意在电网紧急状态下可以通过削减其负荷来维持电网运行，而电网需要为这种贡献支付费用。调度这些负荷的成本远远低于调度那些峰荷发电机组（常为燃气机组）的成本，后者可能比前者高一个数量级以上。需求侧响应系统在10min时间内调度了1.1GW的负荷，帮助电力系统避免了大停电的发生。绝大多数被停电的负荷在一个半小时内都恢复了供电[7,8]。

由于历史原因，需求侧管理的经济效益往往取决于电网的容量及需求侧管理系统的运行能力。在很多场合，需求侧管理往往仅在电力系统发生故障且发电能力受限时才被激活。越来越多的人达成了如下共识：需求侧管理可以在降低购置高成本的资本密集型设备（如发电设备或输电设备）的需求的同时确保系统的可靠性，同时也有助于消除负荷和系统运行状态的不确定性。这与早期的需求侧管理很不相同，因为这些早期的需求侧管理系统能力有限，而且何时发挥作用的不确定性非常大。当然，早期的需求侧管理手段在特定的情况下也能确保必要时合理地削减负荷。

在刚刚过去的三十年时间里，需求侧管理基本上仅仅是用于在电网发生紧急事故时维持系统的可靠性。近年来人们已把需求侧管理看作是一种应对电力市场需求的灵活手段，如迎合电价调整的需求、规避输电能力的阻塞，以及对一系列特殊要求的可靠性及基于供电的服务做出响应。美国联邦能源管理委员会（FERC）出台了一系列指导性意见，要求将需求侧管理手段与供电侧的技术措施同等对待，这意味着需求侧管理技术可以像发电技术一样被利用并支付费用。需求侧管理现在已可用于应对电价和可靠性变化的需求，而不再仅针对紧急情况下对峰值负荷进行管理。需求侧管理目前可提供一整套应对电力市场机遇的手段，一方面可以对可再生能源出力的变化做出响应，另一方面也可以用于削减发电厂消耗化石燃料的成本。

长期以来，需求侧管理的主要目标是降低峰荷，以及在最小负荷时段提高负荷水平，从而提高电厂整体利用率。也就是说，提高电厂整体的“容量因子”。当更多的场合应用了需求侧管理后，日负荷曲线的峰荷水平将降低，从而使平均供电成本也随之降低。针对更加平缓的负荷曲线，电网运行人员和电力部门将会允许那些能量转换效率高的发电机组的年利用小时数更大一些。

需求侧管理可为电力系统带来整体效益，目前已是有组织的电力市场的必备功能，其应用范围不断扩大。当电力市场中出现可用发电容量减少的情况时，利用需求侧管理手段来削减负荷需求是极有价值的。许多需求侧管理资源可直接参与电力市场的运转，尽管多数情况下能源转换和利用的效率是难以保证的。需求侧管理、需求侧响应和储能之类的技术可参与的基本趸售市场服务包括以下几个方面：

1）资源妥适性服务（计划内备用），可定义为局部服务（亚区域服务），备用容量常为全部规划负荷的15%；

2）运行备用服务，包括旋转备用和非旋转备用，必须能确保在10min内到位（可为每小时负荷的7.25%）；

3）频率控制或自动发电控制服务，确保区域频率（在亚秒级时间尺度）可控；

4）应急备用容量，包括发电容量市场的需求（如在美国马里兰电力联合体和新英格兰电力市场中的情况）；

5）用于“回馈”或“反送”以满足运行备用需求的供电服务，可能以区域为单位，也可能以节点为单位，还可能以配电馈线为单位；

6）当电力市场发生局部“价格紊乱”或“顺序紊乱”情况时的阻塞管理；

7）缓解能源价格，尤其是当电力市场局部发生供电能力不足时如何降低电价。

有组织的电力市场可以提供多数上述的服务，并且可区分为日前市场、时前市场和“实时”市场，对电力产品进行交易和调度。对某一特定交易日，多个电力市场发电机组和需求侧管理服务可同时发挥作用以满足必要的运行条件。为了应对电网中大量接入的可再生能源（主要是风力发电和太阳能发电）出力的持续变化，往往需要电网平衡功率的能力也随之提高。需求侧管理技术还可被用来对配电网中特定地方的负荷进行管理，其最大的价值在于可提供多目标的服务——如可服务于高压电网，可直接用于满足负荷需求，也可服务于配电网。需求侧管理这种可服务于多目标的灵活性取决于服务可利用的小时数，以及激活或实施需求侧管理的触发设置。

这里需要着重阐述一下需求侧管理技术可能对可再生能源的发展所做的潜在贡献。例如，在讨论风电的时候，可能会遇到在负荷高峰期某一特定地点的风力资源恰好无法利用的情况。采用需求侧响应技术可以弥补因风电不可用所带来的功率缺口，从而从某种意义上说可使风电更加“可用”。为了支持电网中更高的间歇式电源渗透率，需求侧管理可做到使负荷追踪电源出力的变化，而不是像传统的模型中使电源出力追踪负荷的变化，最终的结果是用风电（或太阳能发电）和需求侧响应的技术组合来替代传统的更加环境不友好的能源形式。

对需求侧管理技术所带来的效益进行考量常需考虑如下因素：①负荷是否能被调度（与负荷主动做出响应相对照）；②可被调度负荷的确定性（可预测性）；③对需求的响应时间；④当负荷接收到需求指令时确保其可用及可被调度的能力。㊀

间歇式计量装置的部署是开展需求侧管理的主要促进因素之一，它可为需求侧管理带来更高的确定性和更优的性能。美国多个州已开始考量需求侧管理的成本效率㊁。美国加利福尼亚州已决定将可调度的需求侧管理资源㊂计入系统资源充裕度，使得需求

㊀ 最新的需求侧响应成本效率评估协议考虑如下运行因素：可用性、通知所用时间、激活策略、分布性及电价。这些因素并没有直接反映特定CAISO电力市场的需求，也没有直接提供配电网需求侧管理的手段，后者其实对成本效率是非常重要的。

㊁ 例如，可参见加州公用事业委员会行政官（California Public Utilities Commission Administrative Law Judge，CPUC ALJ）Hecht在2010年8月27日对规章07-01-041（DR OIR）做出的裁定书，该规章是针对公用事业需求侧响应应用的范围和内容所做的规范。该裁定书强调一系列相关主题：针对电价的需求侧响应技术的应用，针对可调度的需求侧响应资源的充裕度（计划备用裕度），需求侧响应技术与趸售电力市场的集成，需求侧响应技术与需求侧管理系统的集成，对负荷影响的估计，以及成本效率矩阵。

㊂ 这指可做出负荷响应的用户负荷。

侧管理资源更有价值[一]。这同时意味着这些需求侧管理资源可被用于提供电网的辅助服务，如运行备用（旋转或非旋转）及事故备用容量[二]。快速响应的需求侧管理措施还可用来评估所谓“受调度电量”[三]，这种电能往往按最高电力市场价格销售。

案例分析：美国西北太平洋国家实验室（PNNL）节省了奥林匹克半岛电力企业和消费者的开销

2004 年，美国 PNNL 与邦纳维尔电力局合作启动了奥林匹克半岛电网智能化示范项目，为超过 100 户居民安装了先进的智能电表，可通过这些智能电表向用户发布实时信息；并将这些户居民家中的恒温装置、热水器和干燥器等电器改造成可对电网实时信息做出响应。该示范项目中开发的软件可以使用户能够对其家用电器进行定制，可以选择更加舒适还是更加经济，分为若干等级，并可基于每 5min 发布一次的动态电价信息自动对家用电器的用电等级进行优化。这一需求侧响应示范项目平均为每户居民节约了 10% 的电费。

该项目同样也为电力企业带来了效益，因为它有助于消除供电高峰期的输电阻塞，从而避免修建额外的输电线路。该示范项目成功地帮助邦纳维尔电力局至少将修建额外输电项目的投资推迟了三年。“电网智能化”这一名称已经表明了用户完全可以采用受到智能化支持的技术措施来更加经济可靠地改变他们的用电习惯，电力企业也可减少对峰荷发电机组和额外发电容量建设的依赖。

3.11.8 智能电网对需求侧管理的技术支持

智能电网需要采用数字化技术来改进其可靠性、安全性和经济性。由于智能电网的投资方众多，且各自都有自身的关注点，在到底何为智能电网的定义方面产生了巨大的争论，在争论中各方都强调其自身关注的方面，都希望电网按照它们期望的模式来发展。

在智能电网相关的词汇表中包含了非常多的技术领域，所有技术领域都有一些提倡者支持。人们通常认为，在通向真正成熟的智能电网的进程中，人们在关注电力系统各组成部分的相互影响的同时，往往应更关注电网与其他技术领域的相互影响。电力系统中智能电网涵盖的技术领域可包含如下各方面：

地区、区域乃至全国范围内电网的协调机制　在电力系统领域已存在一系列经济可靠运行的分层协调功能，包括区间功率平衡（BA）、独立系统运营商（ISO）、区域间输电运营商（RTO）、电力市场运行及政府的电网应急运行中心等。智能电网运行技术在本领域能有所作为的方面包括在全系统全方位采集数据，用来判断系统当前的运行状态和运行程度，并协调各方面的操作以增强电网运行的经济效益，提高可靠性，

[一] 系统资源充裕度又称为长期计划备用，当系统其他电厂和输电线路退出运行（常是因为强制停运）时会用到这种备用。

[二] 运行备用常被认为是一种短期的备用，需在 10min 内发挥作用，通常在发电机或输电线路停运时被利用。运行备用有两种形式：旋转备用（热备用）和非旋转备用（冷备用）。

[三] 受调度电量由 CAISO 的调度部门提出，要求参与调度的发电机组时刻保持可用，同时可以快速增减其发电出力。

确保更加环境友好，并及时对系统所受到的扰动做出恰当的响应。

分布式能源技术 尽管存有争议，但人们通常认为这方面是智能电网发展过程中最主要的“新前沿领域”，包括分布式发电的接入和储能，以及可参与电力系统运行的需求侧电源等。智能家用电器及电动汽车充电逐渐成为本领域的重要组成部分，同时传统的可再生能源（如太阳能发电和风电）仍在发挥重要作用。大量可再生能源的聚合机理也是本话题的重要内容。

输配电基础设施 本领域涉及的是电力系统的传输电能部分。输电层面的智能电网技术包括变电站综合自动化、动态调整线路传输功率极限定值、继电保护设备的协调等，还包括相关的传感器、通信和协调操作等内容。配电层面的智能电网技术包括一些配电自动化的技术，如不同馈线间的负荷协调、智能电容器投切和智能复电操作等；同时还包括一些先进的计量技术，如先进的读表技术、远程停电复电、需求侧响应的网关装置等。

信息、网络及财务方面的新技术 IT 技术及无处不在的通信技术是智能电网的重要基础，不同的应用领域对信息技术的能力和性能需求是很不一样的。尽管如此，很多通用的 IT 技术还是可以为本部分内容服务，如通信设备的交互能力、自动控制装置与现有系统集成的易用性及与网络安全相关的话题都十分重要，与 IT 技术相关的工业标准、方法和相应工具也在其列。此外，电网所在地区的经济水平和投资环境对于智能电网相关技术的实施来说也是需要着重考虑的因素。

用电用户在智能电网的各个方面都扮演着重要的角色。智能电网通过信息共享的方式允许用户参与电网运行，使得用户成为电网的一个有机组成部分。借助电能的双向流动，以及通过先进的通信机制来协调各方面的行为，智能电网可以影响用户改变用电和购电的习惯，从而有助于电力系统的供需平衡，提高系统的可靠性。归根结底，这些改变是用户对自身用电行为和模式做出更加“智能”的选择的结果。用户之所以能做出这样的选择，是因为出现了新的技术，使得他们可以获得自身用电的全新信息，以及关于电价和补贴的新的机制。

因为拥有了更加“智能”的用户，使得智能电网可以把用户需求作为一种全新的可对电网进行调控的手段，它类似传统的发电出力、电网传输容量和储能容量等手段。站在用户的立场来看，智能电网环境下电网的运行管理应包括基于电价的波动信息做出更加经济的选择、负荷转移的能力及用户自身储能和售电的能力。而从智能电网运行者的立场来看，智能电网环境下电网的运行管理应包括向用户发布必要的电价信号，来刺激他们做出正确的负荷转移，或刺激他们在恰当的时机进行储能。

一旦用户具备了各种购电和用电的选择的时候，他们至少可以做两件事情。首先，他们可以对电价信号和其他经济刺激信号做出正确响应和决策，包括何时从电网购电，何时利用分布式发电的电能，是否将电网送电或分布式发电储存在分布式储能装置中以供随后使用等。其次，在能够获取更加丰富的信息之后，用户便可以做出更加合理的投资决策，如是否配置更加高效和智能的电器设备及控制系统等。

电力系统方面的工程师们必须了解用户的用电设备及用电习惯，在必要的时候还

应参与其中。用户用电模型必须包含用电设备中可对智能电网进行支持的所有必要特性，因此电网规划者和运行者可以对其为电网所带来的经济效益进行量化，同时可以准确分析这些设备对全网运行的影响。

3.11.8.1 超越“削峰填谷”

需求侧管理所带来的效益已经远远不止于“削峰填谷”的影响，从节能的角度来说通常还应包括降低全网整体用电水平，同时还需计及需求侧管理带来的显著降低用电费用的效果。

需求侧管理所带来的经济效益往往难以精确量化，而且对于不同的用电区域其效果也不同，因此对需求侧管理进行准确评估是很困难的。根据美国联邦能源管理委员会报道的调查结果，在2010年有超过50 000MW的高峰负荷被削减[10]，可细分为如下情况：

1）趸售商业用电和工业用电中可用作需求侧响应的部分从2008年的12 656MW上升到2010年的22 884MW；

2）与2008年相比，电力企业自身针对商业用电和工业用电所采取的需求侧响应措施至2010年上升了23%；

3）在用于需求侧响应的用电总量中，趸售电量及商业/工业用电占到了80%；

4）居民用电中用于需求侧响应的部分估计超过7 000MW；

5）在全美高峰负荷削减总量中，有79%是由于采用了四种主要的需求侧响应机制，即应急响应、可中断负荷、直接负荷控制及作为容量储备的负荷。

在美国联邦能源管理委员会的这份报告[10]中还总结道，市场壁垒是组织需求侧响应更广泛应用的主要因素，通过对电力监管的改革能消除或有效降低这种不利影响：

1）为了破除固定电价的作用，应将趸售电力市场和零售电力市场分离；

2）需求侧响应基准线水平的建立和应用会受到计量和校验水平的影响；

3）实时信息共享的缺失，是指电力零售企业并不向用户共享趸售或配电网层面的全局信息；

4）需求侧响应机制的设计缺陷，是指零售方的需求侧响应系统无法反映趸售市场的实际情况和经济效益；

5）在成本效益分析方面各方难以达到一致，这些效益往往与需求侧响应的特性密切相关。

美国联邦能源管理委员会对全国需求侧响应效益的评估可按不同区域进行细分，如图3.173所示。图中分析了三种情况下对“削峰”效果的影响，三种情况分别是常规运行方式（BAU）、需求侧管理措施有所参与、需求侧管理全面应用，这些效果的差异体现了电力市场壁垒对需求侧响应的影响不同。

在工业领域需求侧管理的理念和技术已经存在了数十年，但对于商业用户和居民用户来说，这还是一个新生事物。究其原因，主要是因为工业用户的负荷往往更大、更集中，在高峰时段利用它们进行调峰更加容易实现；对于电力企业而言，若要切除一个很大的工业负荷，往往只需要发布很少的几个指令。当然，切除如此大量的工业负荷也存在损害更大经济效益的风险，考虑到这些因素，通过需求侧管理手段切除低

附加值、不那么关键的商业负荷和居民负荷，带来的经济损失相对小些。

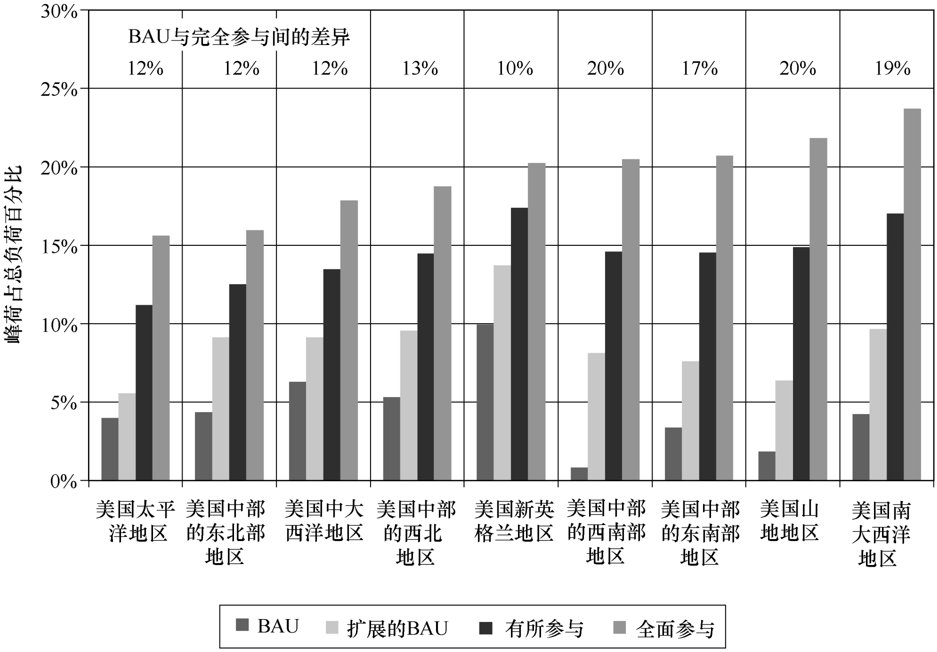


图 3.173　美国不同区域因需求侧管理参与水平不同所带来的效益差异（来自 National action plan on demond response，Federal Energy Regulatory Commission June 17，2010，p. B-1，http：//www. ferc. gov/legal/staff-reports/06-17-10-demand-response. pdf）

目前在电力行业出现了一种趋势，即人们更倾向于维持工业负荷，而鼓励商业用户和居民用户更主动地参与到需求侧管理中来，主要内容包括以下几方面：

1）改善的人机界面：在当前众多已发布或正在开发的户内能量管理展示界面中，美国英特尔（Intel）公司的“智能家庭能量管理系统概念设计”是一个突出的例子。该设计拥有一块彩色有机发光二极管（OLED）显示屏，除传统的测温功能之外，还整合了电费管理（通过兼容 ZigBee 的先进智能电表实现）、家居安全监控系统和任务提醒系统；还包括一些多媒体功能，如视频备忘录[11]。

2）更廉价的传感器和通信设备：更廉价的传感器和通信设备使得通过多种渠道在电力企业和用户间进行更高性价比、更快速的通信成为可能。

3）更好的能量管理软件：作为行业领跑者，美国谷歌（Google）公司的 PowerMeter 和美国微软（Microsoft）公司的 Hohm 能量管理软件可为用户提供管理自身能量消费的全新工具，拥有在线和高度可视化的环境。

4）更强烈的公众关注度：在刚刚过去的十年，随着公众受教育程度的提高及对环境和能源问题持续增加的关注，使得商业用户和居民用户更加愿意对自身的能源使用进行更加有效的管理，同时期望获取更多的信息来优化其可排放温室气体的设备。

3.11.8.2 电力企业的需求响应管理

3.11.8.2.1 负荷建模和负荷预测

在20世纪的多数时间里，电力系统中的负荷都相当简单、易于建模，即使当负荷多年来变得越来越难以预测时仍是如此。在电力系统工程实际中有一个基本的理念：对于大规模电网而言，只需致力于时刻满足负荷需求即可，不需要了解负荷为何是当前这个样子，也不需要对负荷采取任何直接的管理措施，因此通常负荷仅被考虑成电网运行的一个边界条件。事实上，早期电网规划人员仅需考虑三种典型负荷形式：恒阻抗型负荷（如白炽灯）、感性负荷（如电动机），以及系统损耗（来自电缆和变压器）。负荷变化的时间特性和具体量值非常容易预测，电力系统通过调压和调频等手段也很容易实现电力的供需平衡。

作为上述假设的后果，除了极少数特殊情况之外，电力系统的运行人员往往会低估负荷特性的重要性。即使当数值计算的能力已允许考虑更加详细的负荷模型时，人们通常还是仅把负荷处理成固定不变的边界条件。在求解稳态的潮流解或进行短于1min的动态仿真时，将负荷处理成恒定的参数是足够精确的，原因如下：①电力系统运行时情况即是如此；②任何不确定因素都是足够小且足够随机的，因此通过合理的调度手段或自动控制手段可以很容易消除其影响。在各种时间尺度下，负荷的行为都非常简单，不足以在进行基本的负荷预测时引起足够的注意。

首先促使人们认识到负荷模型复杂性的问题是空调负荷启动问题，这些问题往往发生在停电时间过长的情况下，所有的恒温负荷均运行在其通常控制策略之外，此时系统中各负载的模式已经丧失了差异性。当恢复了供电的时候，所有的设备会同时启动，导致需求激增，可能远远超过故障前电网的负荷需求，甚至超过了系统的最大供电容量（这就是为什么当电力系统发生了严重故障后，往往需要花费数天的时间来实现全面的恢复供电）。这种现象也可在负载控制反弹时观测到，当然后者往往不会表现得那么强烈。

但是，只有当智能电网相关技术发展到一定程度之后，电力系统技术人员才开始正式考虑负荷调度在维持电网供需平衡时的潜在价值。人们很快就意识到负荷对电力系统的影响并不总是负面的（就像空调负荷启动及负荷控制反弹之类），同样的负荷特性在电网运行时也可以带来一些积极的作用，如在大电网频率过低时直接切除终端用户负荷（而不是像传统做法那样切除一个地区的负荷），在配电网中电压偏低时对电压予以支持，或与一些间歇式可再生能源（如风电或太阳能发电）相配合。

由于规模经济、电力监管壁垒、用户的期望及对纵向发布集中指令和控制行为的期望等因素，决定了管控少数大容量发电机比管控大量小容量负荷要容易得多。因此，在超过一百年的时间里，电力系统都是由供电侧来进行控制，此时详细了解负荷行为规律是没有必要的，除了少数几个特例[⊖]之外，对负荷模型进行研究主要是一个学术性

⊖ 一个比较显著的特例是在需求侧管理系统高度发展后人们逐渐开始关注用电的节能问题。在这些需求侧管理系统中，负荷的增长导致的用电量增加可以通过一些节能措施来缓解，可能的措施包括高能效电器设备改造及对用电用户的培训等。目前需求侧管理系统已能有效控制负荷增长的净速率。

的问题。

智能电网技术的引入、间歇性可再生能源的发展及各种智能负荷控制技术的发展等新情况的出现带来了翻天覆地的变化，目前人们已经可以把负荷作为一种潜在的与发电设备相同的角色参与到电力系统的实际运行和经济行为中。带来的后果是，负荷建模已成为电网规划和运行中采用智能电网技术时必须考虑的因素，其受重视程度不断增加，在如何大规模应用可再生能源的争论中也有类似情况。

为了理解负荷在某些特定情况下的特性，电力企业必须首先要理解负荷在通常情况下的特性。按照可观测到的负荷行为的不同，可以把对负荷行为和负荷建模的研究细分为不同的类型。在相关的术语表中，最主要的一种分类方法是从经济的角度来考虑，可分为居民负荷、商业负荷、工业负荷和农业负荷等类型。从智能电网的角度来看，居民负荷和商业负荷最具有挑战性，也最有趣。与之相反，工业负荷并不受智能电网领域广泛关注，因为工业负荷具有多重负荷特性，很难建模分析；农业负荷也相对不那么重要，原因是它们过于简单，在调度中可利用价值不高。

此外，至少从电力系统建模的角度考虑，了解负荷自身的电气化程度也是至关重要的。电气化程度通常按其最终用途来定义，也就是需要考虑该设备会满足用户的何种用电需求。不是所有的设备都是通过电能来实现其生产或服务的需求，即使是真正用电的设备，由于其所处的地理位置、人口统计学因素、电力监管政策及发电燃料价格的长期变化趋势等都会成为影响因素，按照发电形式的不同（燃煤发电、水力发电、风力发电、太阳能发电等），对应的用电行为也可能有所不同。

最终，间歇性能源的成本通常较低，尤其是它们通常与电价无关，使得在电网中综合利用多种一次能源具有经济性优势。从供电模式的角度来看，利用可再生能源可以采用直接对负载供电的形式，如太阳能热水器；或通过能量分配系统来供电，如装设在建筑物屋顶的太阳电池板。这些用电设备的可用性及其具体表现也会影响电网的负荷特性。

要想开展智能高效的需求侧管理，很大程度上依赖智能计量技术及对用户用电和市场数据的深入分析。终端用户不同用电水平可用于不同目标的需求侧管理系统，如可中断负荷、直接负荷控制或按需调度等。与传统的对汇总后负荷总用电进行计量不同，对不同的用电设备单独计量可以为人们提供用户用电习惯和模式的详细信息，从而使得面向具体用电的需求侧响应措施具有更高的成功概率。所有这一切都依赖对原始数据进行更加智能高效的分析，以便从中挖掘出可用于需求侧响应的有价值信息。可以采取多种负荷预测技术来建立更加精确合理的负荷用电模型，在未来不同的时间段内做出准确的负荷预测。可以把用户对电价的敏感程度引入到负荷模型中，用来体现用户对需求侧管理实践的反应。还可以开发出更加复杂的负荷经济性模型，计及一些与用电性质有关的数据，如不同的用户在面临需求侧响应事件时如何做出各自不同的反应。基于这些模型，可以得出某用户在接收到电力企业发布的需求侧响应指令时做出不同应对的概率。若这种概率的计算最终被证明是准确的，则可将其计入整体的可靠性统计。可以证明，在评估需求侧管理措施及判断是否需要进行额外的措施时，

前述信息是非常有价值的。如何将这些信息与电力市场价格乃至一整套相互分离的市场因素相结合，将是另一个具有挑战性的课题。

需求侧管理系统通常能提供给用户的都是一些固定的选项，并且都带有一些前提条件，用户随后从中择其最优者。每个需求侧管理系统都有若干属性，如某一需求侧管理措施的最大持续时间、最大次数（一年或一月内）及一年之内某种需求侧管理措施的最大连续天数等。还有一些属性与用户关系更大一些，如接收某一需求侧管理措施指令的最小提前时间等。在用户参与相应需求侧管理时若考虑了不同的舒适度级别，则前述所有这些属性都有可能不同，从而会影响对某一需求侧管理措施的接受程度及成功概率。

在对用户的用电模式和用电习惯进行了合理建模后，就可以针对用户的特定需求和习惯为其定制相应的需求侧管理程序，这将产生一系列更加广泛、更加灵活的需求侧管理应用，用户可以做出更加恰当的选择，而更多的选择可激励用户参与需求侧管理的积极性更高。当然，如果用户拥有更多的选择，他们可能在选择合适的需求侧管理程序的时候更加困惑，甚至做出更加困难或具有更大风险的选择。这一问题的一个缓解方法是利用用户用电模式和不同个体的用电习惯来提出一种优化方法，可以为用户和电力企业双方都带来效益。

3.11.8.2.2 负荷响应

负荷响应可以分为两大类典型的用电行为：一种是一次性且不可逆转的，如在离开家时关闭了一盏灯；另一种行为被推迟后可以在随后恢复，如某人把洗衣服的用电行为推迟到明天。有些负荷相应可能兼具上述两种特征，如每天把取暖装置的整定温度降低 2°F 并持续 8h，可以降低取暖时的用电量，但如果把取暖器的温度调回到原来的值，则该用电策略也可能让用电水平恢复到从前。不同家用电器负荷响应的可恢复性见表 3.13。

表 3.13 不同家用电器负荷响应的可恢复性

不可恢复的负荷响应	可恢复的负荷响应
照明控制	烹饪/取暖温控装置的用电预安排
烹饪/取暖的燃料控制	洗衣机和干衣机的延迟使用
烹饪/取暖温控装置的重新设置	冰箱和冰柜解冻功能的延迟使用
家用电器的节能型改装	

对于不可恢复的负荷而言，参与负荷响应的负荷数量越多，通过负荷响应降低整体用电量的效果也就越好。不可恢复型负荷的负荷响应只是简单地改变了负荷曲线的形状，可以同时导致最大电量和最大用电功率的降低，如图 3.171a 所示。多数不可恢复型负荷响应需要一次性投资，且其往往可带来长期收益。不过，一些通过提高消费者节能意识所带来的负荷响应初看起来是不可恢复的，但这种效果从长期来讲是逐渐衰减的。

可恢复型负荷响应通过降低最大用电功率来改变负荷曲线形状，但不会改变用电

总量，如图 3. 171b 所示。通常温控负荷（如取暖或制冷设备）会表现出这样的行为。这种负荷响应常被称为移峰填谷或负荷延迟。预热或预冷设备也常表现出可恢复型的负荷响应，不过负荷变化的方向刚好是相反的（即负荷在降低之前先要伴随着短时负荷增加）。

用户的有功电量的降低往往与能效系统有关。也就是说，降低用户的有功用电可以减少非温控负荷（如电动机和照明设备）的使用。当然，有时降低有功负荷也能减少峰荷，这从智能电网的角度来看是因为延迟了对供电容量扩展的需求。对用户使用温控设备时有一个重要的忠告：减小用电功率往往意味着需要延长设备工作周期或实际运行时间，这并不能真正减少实际用电量。这种情况可能会影响负荷饱和情况（即负荷的多样性开始丧失），反过来造成负荷的增加。这种负荷增加一方面是由于负荷多样性的丧失，另一方面也是由于负荷控制的反弹及电价高度不稳定等其他因素。

3. 11. 8. 2. 3　电价信号

可以通过电价信号来对用户的需求侧响应进行控制。实践证明，在不同的时段采用不同的电价，可以有效改变终端用户的用电模式。然而，与其他服务价格（如航班价格或旅店客房价格）采用的可用量成本形式不同，目前居民用户的典型电价形式仍只能采用“一刀切”的形式。这种价格体系无法降低整体用电量，也无法削减高峰负荷时的用电量。尽管目前美国大部分电力企业都采用这种定价机制，仅在一些时段的细节上有所不同，但随着 AMI 技术的长足进步，已为对所有用户阶层进行动态定价和价格信号发布铺平了道路——“智能电表”促进了“智能定价”。对于任何控制系统而言，电力企业都可以考虑开环控制和闭环控制两种策略。基于电价的开环控制策略通常依赖时变的电价，其目标是想通过高电价来降低用电量。常见的开环定价策略有几种形式，其区别在于具体的电价和税率不同。每种定价方式都针对用户的特定负荷响应。

基于用电时段（Time Of Use，TOU）的定价：TOU 定价的计量和实施都非常简单，因此在很多国家已经沿用了长达数十年之久。峰荷时段的确定往往是季节性的，有时会有一个“肩荷”电价，介于峰荷电价和谷荷电价之间。

峰荷定价（Critical-Peak Pricing，CPP）：CPP 与 TOU 定价类似，但与 TOU 定价对一年中每一天都给出定价方案不同，CPP 只关注一年中用电最高峰的少数几天。出于这种考虑，通常最高峰时段的电价要远远高于普通时段，即使电价高达十倍以上也是正常的。

高峰时段折扣（Peak-Time Rebate，PTR）：PTR 考虑的时段与 CPP 类似，但是它靠的不是从用户收取更多费用，而是通过给予用户补贴来刺激用户减少用电。不幸的是，通常很难精确量化某一特定用户的收益，而且其实施也存在将整个定价体系复杂化的可能。

动态定价（Dynamic Pricing，DP）或实时定价（Real-Time Pricing，RTP）：DP 或 RTP 向用户发布能反映电力企业整体售电水平的信息和价格波动的信息。存在的困难是全网整体用电水平的波动是无法预测的，而且每隔 5min 就会变动一次，因此除非用

户拥有特殊的用电设备，否则是很难做出及时的响应的。RTP是基于电价波动的闭环需求侧响应控制模式。尽管RTP的实现机制并不直观，但其灵活性和规模性极具优势，使其被业界广泛重视。RTP系统需要把需求侧响应装置安装在用户的户内，由于电价在5min这么短的周期内变化，使得用户不可能随时都对电价变化做出响应，事实上在某些实际案例中不允许用户响应电价变化的周期短于1h。有鉴于此，RTP系统涉及的设备可对电价的波动依据用户自身的用电习惯做出响应。这里为RTP的推广提出一个忠告：用户对需求侧管理的参与必须是自愿的。有些用户的负荷曲线完全不适用于RTP，因为他们在峰荷时段的用电设备是无法调整的，若对其进行实时定价，必然会为用户带来高昂电费。与之相反，另一些用户峰荷时段的用电设备可以进行大幅度的调节，因此可以作为电力企业开展需求侧管理时的资源。另有一些极端的用户对RTP造成的电价变化极不敏感，电力企业在进行实时定价时必须将这些用户排除在外，一定要注意他们只是“顺便”被供电了，无法作为可开展需求侧管理的资源。

除了考虑电力企业制定的各种专门的定价机制之外，还需要注意如下两个相关问题：

1）供电企业侧的更积极参与有助于用户更好理解可能采取的减少用电量措施；

2）用户侧的更积极参与有助于对何时因何发生用电行为进行优化。

智能电网并不仅仅是一些新技术而已，它对电力企业经营管理的流程都有显著影响。也许更应重点关注的是这些新技术的应用会产生什么样的新信息，以及新技术的应用会导致电力企业和用户间的关系发生何种转变。这种新关系的一个重要方面是所谓“解耦的定价机制”。这种所谓解耦的定价机制断开了供电部门对电力供应的收费与终端用户实际消耗的电量之间的直接联系。发电的成本显然是用电量的函数，但电力企业在电力传输时所支付的成本与一个个体用户实际用了多少电并没有非常大的关系。公众、电力监管部门和地方政府从未像现在这样对可再生能源和需求侧管理予以如此高涨的关注。当然，除非类似前述这种“解耦”的定价机制已被广泛接受，否则电力企业仍将在鼓励用户减少用电的时候面对持续的财政压力。用户和电力企业间更大程度上保持一致，带来的好处就是更大幅度的用电量削减（及碳排放量的削减）。

3.11.8.2.4 用户用电行为

不同的电价可导致用户不同的用电行为。用户的用电行为会影响电力企业运转的诸多方面，有时这种影响是非常复杂的。电力企业在经营绩效方面往往需要考虑一个或多个因素，如投资回报率、短期趸售电量价格波动的风险、运行成本最小化、对净利率的控制及整体收入最大化等。出于上述原因，电力企业在制定不同电价体系的时候不仅需要考虑用户的具体需求，也需要考虑为了满足不同用户的不同需求，如何迎合这些需求来使电力企业自身的效益最优。

现代资产组合理论中经常用到的资本性资产计价模型有可能是解决上述问题的一个方法。其中有效边界的概念如图3.174虚线所示，它表示的是两种不同定价组合的产出预期与产出不确定性的函数关系[12]。

此处有效边界概念的用途在于电力企业应设法避免将定价组合落在图3.174所示

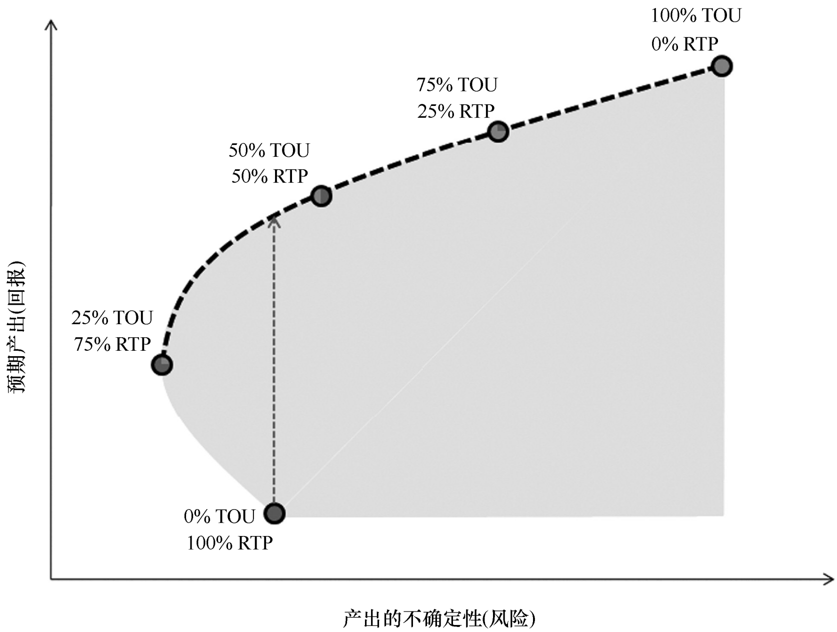


图 3.174　资产组合理论在电力企业用电定价中的应用

(© Copyright 2012 Pacific Northwest National Laboratory. All rights reserved)

的虚线上。假设一个电力企业为所有用户的电费定价的时候都是采用实时电价，预期的收益可能很低，但收益的不确定性同样很低。然而电力企业应能意识到，对于相同的收益不确定性而言，如果在用户间采用更加平衡的定价组合，将有可能收获高得多的预期收益。因此当一个电力企业试图最大化其投入产出的时候，只有曲线上半支的定价组合才是最优的，其他组合都是次优的。类似的，若某电力企业想要最小化其投入产出，则只有曲线下半支的定价组合才是最优的，其他组合都是次优的。通常电力企业需要考虑的定价形式会多于两个，因此当所有组合形式都被考虑的时候可能存在重叠区域，但无论如何，边界曲线总是这些区域的上部或下部的边界。

在工程实践中，电力企业必须采集用户应对不同定价方案的用电行为数据。这些数据可用来分析针对每种绩效指标的效益，以及收益相对于运行成本和运行条件的不确定性。电力企业可能期望能持续地更新这些数据及其分析结果，至少每年一次，也许还要更加频繁，目的是确定电力企业需求侧响应所需的最优定价组合。定价组合的发展变化可以体现供电区域人口状况和季节等状况的变化，甚至可能体现出趸售电力市场状况的变化。这种资产组合分析法可以被认为是一种长期闭环控制方法，电力企业可以用它来对需求侧响应系统的性能进行持续优化。

要评价一项需求侧管理措施是否成功，关键是看它是否能吸引足够多的终端用户参与，并带来电力企业最期望的对用电量需求的削减。显然，这会造成一种动态的环境，用户和电力企业通过各种激励和协商来进行互动，以期最终实现预期的用电量削

减。由于用户数量巨大，并且用户的用电模式具有天然的随机性，因此对相关问题不可能进行确定性建模。用户的用电行为既受电价等市场驱动因素的影响，又与用户各自不同的用电习惯和用电模式有关。

当一个商场进行广告营销的时候，可以通过邮件或其他媒体从一段时间积累起来的消费者期望的营销数据中获取有用信息。消费者不会直接说："如果你们卖这种商品，我就会到你的商场来把它买走。"但是用户对某种商品的反应可以通过长期广告营销积累的数据中分析出来，非常具有可预见性。这种基于数据管理实践获取客户响应可靠性的能力常被称为"统计可靠性"。在智能电网环境中用户对各种刺激的响应也属于这种统计可靠性的范畴。经过相当长一段时间后，电网及其运营商将知道，若某一特定信号被释放，其所带来的响应是高度可预测的，完全可以通过对历史数据的学习来得出。事实上，统计可靠性的相关概念已被成功应用于电网的运行中，此时统计学习的输入信息包括负荷曲线、气象预报及电力企业的作业信息，其目标是预测用电高峰的时期和高峰用电量。了解如何将这一概念应用到预测对需求侧管理的响应，将能显著节省电网运行成本，同时可以把用户及各种新型设备的信息考虑进来。通过这种方式，一些无法由传统电气措施或用户用电设备生产厂商提供的信息，以及无法通过各种通信手段来获取的信息，都可以通过相关统计学分析来得到，并用于需求侧响应领域。

长期以来，多数需求侧管理措施在实施的时候都需要把终端用户按照控制和响应的类型划分成不同的组，每一组接入特定的变电站、馈线或配电变压器中。基于这种方式，单一个体用户行为的波动性带来的影响被削弱，相关问题变成一个概率随机问题，所有的不确定性都可以被处理成随机变量。然而新的需求侧响应措施要求引入更精细的控制和管理措施，需要计及单一用户用电行为的随机性。一方面，这些随机模型需要考虑单一用户的用电习惯和财务方面的状况；另一方面，还需要考虑单一用户用电行为与电力企业需求侧管理系统运行的相互作用，以及用户行为对电力企业制定决策的影响。因此，电力企业更期望能获得持续变化的需求侧管理环境的精确状态。

如何判断用户用电时的详细行为模式？对于用户自身来说，在收到电力企业发布的需求侧管理指令后，能更深入地参与到需求侧管理中是至关重要的。一方面，需求侧管理指令必须在合适的时间发布给具有充足可调度负荷的区域；另一方面，相应的需求侧管理行为不能与用户自身的生活习惯相抵触。换言之，必须在削减用电总量和保持用户生活习惯间取得精确平衡。从电力企业的角度而言，要想实施成功的需求侧管理，必须能获取精确的用户用电模型，以及对用户负荷作精确预测；从用户的角度来说，当需求侧管理措施与他们的生活习惯或特殊的用电安排相冲突时，他们必须有权退出需求侧管理。家用电器的生产厂商首先需要考虑的是如何满足消费者的需求，因此在允许他们的产品加入到需求侧管理过程之前，必须首先确认相应产品具备主动退出需求侧管理的功能。这将在用户需求侧管理程序中引入一个新的变量。一般来说，在分析或评估用户的用电模式的时候可从如下两个方面着手：

消费习惯 它指的是用户使用各种类型家用电器的习惯，可能使用的家用电器包

括洗衣机/干衣机、洗碗机等。各种家用电器一周或一天之内使用多少次，以及每次使用持续多长时间，这些可以明确地反映每一用户特定的用电模式。这一类的削减用电量的潜在措施就是所谓需求侧调度，电力企业期望能把相关用电行为从用电高峰期移至用电低谷期。可以通过手动措施来实现这一目标，采取的办法是，对各种用电设备预先制定好时间表；也可以自动来实现，即允许电力企业在满足用户需求的前提下远程开启或关闭这些家用电器。充电电动汽车作为一种新生事物也可以作为需求侧调度的资源，尽管目前还不常见，但很可能会快速发展，这可能是用户用电时段（即电动汽车处于充电模式，可能手动也可能自动）高度分散的一个典型例子。另一个与用户用电习惯有关的例子是冬季或夏季空调的温度设置，由于不同的用户对冷热的敏感程度不同，因此他们各自体感舒适范围也是很不一样的，所以其温控负荷的灵活性也有所区别，对需求侧管理也会有影响。

电价的弹性　在评估需求侧响应措施时常有一个非常苛刻的假设，即用户为了避免更高的电费支出会主动地临时改变一些用电行为。尽管这对于相当大一部分用户来说都是对的，但每个用户愿意放弃自身用电带来舒适性的程度都有所不同，而且很可能因不同的财务激励而有所区别。电力企业可以利用这种消费者对电价不同的敏感性，引入实时电价来削减高峰时段的用电需求。

为了鼓励用户参与到需求侧管理活动中，必要的经济激励是必不可少的。对于居民用电层面的需求侧调度应用来说，为了将特定负荷从高峰时段移至低谷时段，也许不需要付出很多的经济奖励，尤其是自动进行负荷切换的时候甚至很难被消费者感觉到，典型的例子是电动汽车充电及热水器。然而对于其他一些家用电器来说，如空调，用户的舒适度体验更加重要一些，因此经济刺激所带来的效果也更好一些。对于商业建筑而言，可以通过在用电低谷时段的预热/预冷措施来进行空调负荷迁移（注意不是负荷削减），如在清晨人们来上班之前启动空调，在用电高峰时段关闭空调。这种措施在居民用电领域很难实施，因为居民用户的生活习惯和用电方式天然就是更加动态的。电力企业能够给出的经济刺激也是受到限制的，主要是与电力企业自身的成本结构及企业垂直整合的程度有关。

3.11.8.2.5　需求响应管理系统

需求侧管理能得以顺利实施的关键在于存在一整套高度整合的应用系统，允许电力企业和用户把握电力供需状况，并对用电行为进行控制。在电力企业的层面，需求侧响应经济调度程序可以向用户提供必要的经济补贴，判断是直接满足用户用电需求还是对用户负荷进行迁移，目标是在系统层面使用电需求更好地与电网内各个电源的出力变化相匹配。在用户层面，可以通过家庭能量管理系统（Home Energy Manager，HEM）提供实时的用电信息，借助家庭局域网（Home Area Network，HAN）对各种家用电器和能量管理设备的运行进行优化。最根本的目标不仅是为用户提供应用程序和能量管理设备，允许用户能更好地对能源的消费进行管理，而不必以损害固有生活方式为妥协。除此之外，这些努力还使电力企业可以最大化其利润结构，降低输电设备的备用需求，增强企业近期乃至远期的经济活力。需求侧管理还可用来规避计划外的

供电中断和设备过载等情况。在这些情况下，可以向用户发布消息告知他们需要暂时缩短用电时间，或者由电力企业直接进行负荷控制来对用户断电。

不应把需求侧管理仅局限在采取措施削减或迁移负荷需求，从而降低峰荷数值。眼光应该超越这些目标，利用需求侧管理手段来提供管理全网负荷需求时的灵活性和更高的效率。需求侧管理所提供的解决方案应能更加高效、更加可预测地实现发电出力与用电负荷的匹配，随着可再生能源或其他分布式电源相关技术的进一步发展，整合对这些新能源的控制、集成和优化。

需求响应管理系统（Demand Response Management System，DRMS）是电力系统的企业级应用系统，对上至企业宏观层面、下至具体用户的用电行为都进行管理。需求响应管理系统还与很多电力企业的其他运行系统和信息系统进行接口和交互，如能量管理系统（EMS）、配电管理系统（DMS）、停电管理系统（OMS）、用户信息系统（CIS）和计费系统等。作为一种端到端的解决方案，需求响应管理系统至少应能为电力企业带来实际效益。

第一代的需求响应管理系统通常关注的是实现用电高峰时段负荷迁移的功能，实现的途径是通过电表获取负荷数据，基于用户报装数据和其他历史数据来估计负荷的可用率，并与 EMS 的负荷预测结果进行对比。一旦确定一个具体的需求响应事件，DRMS 就会基于需要参与相应的负荷估计数值向一个预先确定好的用户组发送一个最基本的信号。各种家用的支持需求响应的设备［如智能恒温器、家庭用电显示器（IHD）、家庭能量管理系统和其他智能家用电器］接收电力企业发来的信号，按照各自的用电习惯来进行具体的需求侧响应操作。双向的通信允许电力企业对需求侧响应的效果进行量化，同时评估用户在需求侧管理行为中的参与程度。

随着负荷管理技术的不断发展，以及 DRMS 与越来越多的电力系统企业级应用相整合，当前的 DRMS 已经允许借助需求响应措施来对电网中的紧急事件做出响应，同时还支持 EMS 中的虚拟发电容量的概念。通过功能的集成，DRMS 可以近乎实时地估计负荷需求，并基于电气节点信息和电源可用量信息来动态确定需参与需求侧响应的用户群。需求响应系统还可引入或考虑各种分布式电源，如储能装置、风电、太阳能发电、光伏电池等。

DRMS 包含了电力企业在需求响应活动中用来管理和最大化供电资源的所有关键应用，包括用户响应估计、需求调度、用户聚合/解聚合、量化和确认的技术手段、报表和分析方法等。

3.11.8.2.5.1 用户响应估计

很多现存的直接负荷控制程序并不允许电力企业精确地估计某项需求响应措施实施后电网究竟能获取多大的负荷削减量，其后果是只能采取相对粗放的措施，向比实际需求规模更大的用电群体发送需求侧响应指令，以确保能获得必要的负荷削减幅度。从系统的层面来看，这种措施的效果是很显著的；然而电力企业无法从用户的特定需求获取任何反馈信息，也很难评估不同的需求侧响应措施的效果有何差异，所导致的后果是与需求侧管理相关的规划措施和具体的实施方案效率相当低。缺乏信息的反馈可能使得对需求侧管理措施导致的负荷反弹进行评估变得更加困难，甚至导致电网在

遇到一系列负荷高峰期的负荷反弹现象或运行不稳定因素时变得更加脆弱。新的 DRMS 包含对需求响应措施的效果进行评估的功能，可以确定在指定时间尺度内实施某项需求侧响应措施时可供调节的电力电量总量，同时计及负荷反弹的影响。此外，由于这种评估任务与现有的负荷预测间有直接的联系，因此也可以将两者结合起来。这种需求侧响应评估工具既可以分析参与家庭可能做出的具体响应行为，也可以计算出它们参与需求侧响应活动的概率。

3.11.8.2.5.2　需求调度

除了极少数的特例外，目前电力企业在进行需求侧管理时除了依赖对负荷需求数值的预测之外，在进行是否需要进行负荷管理、何时进行负荷管理、参与负荷管理具体数量之类的决策时仍依赖手动的过程，或借助电子数据表格或其他独立的分析软件。DRMS 中的需求调度模块是一种全新的决策支持工具，可以为电力企业提供推荐方案，如可以辅助决定何时发起一个需求响应事件，或计算在某需求响应事件中将涉及的用电用户的具体数量。需求调度工具可以决定最优的需求侧管理方案，给出优化后的需求响应资源组成，在每个时段提出需求响应负荷数量的推荐值时均可考虑发电成本和负荷反弹等因素的影响。需求调度工具在进行优化时应综合考虑开源多种用户类型和电价方案的因素。

3.11.8.2.5.3　聚合和解聚合

用户聚合功能是需求侧响应评估模块的必要组成部分，可以依照用户参与的比例和用户负荷可用率来判断可用于需求侧响应的负荷总量。用户聚合功能模块从所有可用的应用系统采集最新的计量数据，用来尽可能精确地获取当前负荷的状态及不同负荷参与需求侧响应的潜力。当评估结束后，可以调用解聚合模块来辨识每一定价时刻各用户的参与情况。

3.11.8.2.5.4　量化和确认

几乎所有的需求侧管理事件都是由电力企业发起的，目前的应用系统很少会获得用户的反馈来让电力企业定量评价本次需求侧管理是否成功。用户可能利用自身的用电管理系统参与了这次需求侧管理事件，但也可能因为数不胜数的原因没有参与。DRMS 的量化评估功能可以基于与用户签订的合约条款来计算出基线负荷曲线，从而可以判断出用户出于用电成本的考虑，而使得其实际的用电与该基线负荷曲线间存在多大的负荷削减量/迁移量。这些信息可以与电力企业的用户信息系统对接，来进行更加精确的计费，或对用户参与需求侧管理而支付更加合理的补贴。此量化和确认模块也可以像需求响应评估模块那样对用户参与需求侧管理的概率、用户可能做出的负荷改变及预期的负荷反弹所带来的影响做出估计。

3.11.8.3　提高用户参与需求侧管理能力的措施

3.11.8.3.1　向用户发布实时信息

为了能把电力负荷当作一种资源，必须存在一种能对负荷进行有效管理的机制。既然趸售电价总是存在波动的，就需要有一种机制能把这种波动反映到零售电价中。多数人已经习惯经常关注他们的汽车所消耗的燃油价格，他们决定选购哪种车型会受到燃油价格变化的影响而加快或减慢。类似的，电价也会影响用户购买用电设备时所

做的选择。以往不存在向用户通报各种家用电器实时价格的机制，但是若这些电器的价格总是在快速变化的，那用户在购买这些电器之前，电器的价格应是他们首先需要了解的因素，同时电器的耗电情况也是一个重要因素。

由于当前存在着不同的实时电价机制，用户需要掌握这些以往他们无法获得的信息。与汽车燃油相比较，用电的复杂性要多出好几个层次。人们可以很容易获知一辆汽车消耗每加仑汽油能行驶的距离（Miles Per Gallon，MPG），然而在家里往往同时存在 MPG 值很不相同的多辆“汽车”㊀。不仅如此，这些“汽车”可能同时运转，也可能运转时间有很大差异，可能性无穷无尽。对于有些家用电器来说，并不了解它们的工作原理，也不知道有什么合理的手段来对它们进行控制。例如，用户通常不会了解家里的电冰箱什么时候会启动。除了拔掉电源插头，没有什么办法可以干预电冰箱中电动机的起停。为了让用户产生改变用电习惯的冲动，就必须在他们购买这些家用电器之前向他们提供更多的信息。

与用户购买的其他日用品不同，向用户提供的用电信息需要说明一些事项。为了向用户提供充足的信息，还需要知道他们期望以什么样的周期来更新这些信息。电价波动的周期是一个月、一个星期、一天、一小时还是更短的时间段？提前多长时间向用户发布电价变化的信息才是合适的？正如刚才在关于 MPG 指标的讨论中所指出，对于用户来说，仅有价格的信息不足以让他们合理地管理用电的消费，因为各种电器的耗电量仍然是未知的。用户需要知道他们可能用电量的具体数值。

这就指明了用电信息智能展示的两大核心内容：电价和耗电量。如果用户能获取一些额外信息，如电价何时会再次变化及未来一段时间内电价是会上升还是会下降，他们也能得到一些额外收益。如果能了解当前需要购买多少电量，必然会对做出更好的财务决策有所裨益。

让用户掌握他们以前并不理解的一些概念也是很有必要的。“千瓦时”一词在日常词汇表里面并不存在，它的具体含义也没有多少人能准确知道。一些数据在展现在用户面前之前需要先经过一番处理，有好几种显示设备被设计出来就是用来实现这一目标的。第一种用于需求侧管理的设备很可能就是一些独立显示设备（Independent Display Device，IHD），它们可以利用自身携带的传感器或量测手段来工作，可以按照用户的偏好来配置和工作。IHD 通常显示一些关键信息，可以回答的问题如“我这个月（或用户自定义的时间段）的电费是多少？”“我当前用电的价格是多少？”IHD 可以显示当前的电价、购买电量被使用时的价格及每小时的电费。例如，IHD 可以显示按照当前的用电状况，需要支付的电费是每小时 0.37 美元。IHD 还可为用户做一些额外的计算，包括按照当前的用电状况当月的预计电费、本月电费与上月电费的对比、按天或按月显示的用电量统计图等，以及任何基于设备能够存储的全部历史数据可以进行的分析计算。

2009 ~ 2010 年，美国国家标准技术局通过立法获取了一项任务。该部门意识到使上文所提各种信息易于获取的重要性，因此发起了一项先导行动计划，帮助相关行业

㊀ 指不同类型的家用电器。——译者注

建立一种标准化方法，使用标准的数据格式来交互各种用电信息。随着这些标准的引入，出现了一系列向用户发布相关信息的新方法，开发的市场可以选择最佳的途径来向用户发布有用的信息。这些标准还直接导致了“绿色按钮”的出现，可以利用相关信息⊖通过更有创造性的途径向用户展示他们的用电状况，可供选择的传播途径包括户内的特定设备、互联网和个人智能手机等。

智能电表就是这样一种设备，可以通过增强的通信技术向用户提供丰富的用电信息，最新型可通信的电表（常被称为“智能电表”）具有计算指定时间段内用电总量的功能。向用户提供这些信息的方法有多种。一种是直接在电表上加装可进行通信的电子装置，通过这种电子装置来向户内发布信息，另一种方法是电力企业通过互联网来向用户推送实时数据。

通过互联网来向用户发布实时数据有一个好处，那就是允许电力企业和用户都承认的第三方企业访问这些数据。这种第三方企业能够为用户提供展示高端数据图的服务，许多设备（包括计算机、互联网、掌上计算机、智能手机、电视、文字信息或其他形式）都可以访问到这些数据图。这些第三方服务提供者还可为消费者的户内用电提供帮助。存在的缺点是可能在信息通信和设备控制指令发布的通道上过于依赖电力企业或用电用户之外的应用系统和设备。当信息传输必须经由很多系统时，人们往往还会考虑数据的安全性和私密性的问题。

若智能电表可以直接向户内设备传输数据，则将更有优势，因为它们使得信息的传输更加直接。由于信息传输通道经过的设备更少，所以信息的获取更快、更可靠。若使用直接传输数据的电表，关于信息私密性的问题是很容易解决的，因为数据并没有经过任何第三方系统。

3.11.8.3.2　智能负荷及智能家电

传统的控制大规模居民负荷的措施包括限制热水器、水泵和空调的用电，最基本的方法是远程控制一个开关来对负荷进行投入或切除。对于特定的负荷，如热水器或水泵，在对其进行控制的时候不需要用户的干预，用户也不需要知道这种远程控制动作是什么时候发生的。由于为设备安装这种远程控制开关需要现场安装作业，使得其总造价几乎接近被控制负荷设备的造价。一些生产厂商已开始考虑在它们的设备关键部件中加入这种可以远程切换的能力，使得人们可以仅用很少的成本（相对于传统方法）即可实现所需功能。这些技术的进步很可能为相应功能的实现铺平道路，如将来可以在家用电器上装设一个简单的附加装置，就能使电力企业对该设备的用电情况进行追踪和确认。在对空调进行控制方面，人们也试验了很多种方法，包括一些先驱者考虑直接对空调压缩机进行控制及在空调恒温器和空调本体间装设控制装置，目的是有效地模拟恒温控制的实现方式却不必走入建筑物内进行设备安装。另有一些更复杂的思路考虑研制智能的恒温装置，能够接收需求侧管理信息，既能对负荷进行控制，又能作为设备与用户间的人机界面。智能电网向恒温装置发送的需求侧管理信息可能

⊖ 基于 2011 年 10 月被批准的 UCAIug 和 NAESB PAR10 标准系列。

包括会影响人们用电行为的其他方案。

所采集到的数据除了可以用做用户用电的图形化展示之外，还可用于任意可为用户提供额外信息的方法中。由于其他室内的家用电器也在不断发展进步，它们也将采用更好的硬件配置，可以与用户交互信息，也可以提供展示用电信息的额外位置。这种信息展示方式的进步带来一个显著的好处，那就是用户可以基于展示给他们的信息来决定何时启动一个家用电器（如电炉、洗碗机或洗衣机等），因为这些设备往往需要与用户交互才能实现其功能，因此对于这些基于过程导向实现功能（烹饪或洗涤等）的电气设备来说，用户得以在决策之初就能够影响到后面的用电行为。除了有选择地展示用户用电信息之外，这种装置还可以对用户的用电行为做出响应，由于可以完全获取在特定时间段内用电、限电、延迟用电或优化用电的完整信息，该装置通过自动地改变或限制用电来改善用户的用电行为。考虑到这种能力，人们可以把用电信息发布到户内/单位内的智能设备上。其目的是，一方面可以影响用户对电能的实际使用；同时也可以对信息进行展示，为用户的用电计划提供辅助信息。

若某设备可以从通信系统获取用电信息，并依据这些信息改变用户用电行为，则往往将这类设备称为“智能设备”或“智能家电”。举例来说，“智能的”干衣机可以自动减少总用电量并延长干燥所需时间；一些制冷设备可能拥有一个变速组件，可以在某特定时段以用户可接受的方式按比例削减用电量，同时并不会真正关闭这些设备。这些“智能设备”往往通过微处理器来进行控制，基于详细的内部信息来判断如何做出反应、每种响应事件需要持续多长时间，最终成功达到控制目标。

通过自动启动削减负荷量的过程，智能家电有助于需求侧响应措施的平稳实施，使需要用户人为进行干预的工作量最小化。设计智能家电的关键在于将能量管理和人机交互的逻辑固化到设备的控制模块中，从而尽可能降低用电决策过程中人为干预的工作量。智能家电可以采取必要的措施，一方面满足电力企业对用户用电的要求，另一方面也尽可能满足用户自身的用电偏好。可以在家电中预设一些规则和条件，用户在提出不同的用电需求或期望时才对其进行更新，这样可以减小用户进行用电决策时的工作量。当电力企业发布的需求侧管理事件到达不同的用户的时候，将面临的是用户预先设定的不同需求和用电选项，用户的智能家电随后可以自动做出需求侧响应，如关闭设备、削减负荷、将用电行为迁移到其他时段，甚至完全忽略需求侧管理的请求。一些智能家电已拥有一个与用户交互很好的界面，可以方便地基于用户决策来设定其用电行为配置。对于如热水器、恒温器乃至远程控制开关之类的简单设备而言，所谓的需求侧响应就是完全开启或关闭该设备。对于一些更复杂的设计而言，可以对设备进行智能化控制，或对智能化控制器做出响应，依据电价的变化或需求侧管理事件来改变设备的用电行为，同时需考虑用户自身的用电偏好。

3.11.8.3.3　用户自身的能量管理

更智能化的负荷控制依赖先进的通信技术，可以考虑对负荷控制模块的集成和管理，以实现对需求侧管理信号更高效的响应。负荷中的智能家电设备通过户内的局部（有线/无线）通信网络交换数据，这种户内通信网络常称为家庭局域网。

能集成和管理用户负荷设备的装置常被称为家庭能量管理系统。家庭能量管理系统实现的功能是对用户各负荷控制进行优化，基于用户的用电偏好做出用电计划，综合考虑电力企业或电网发布过来的全网供电需求和电价信息。更加先进的家庭能量管理系统还可以管理用户拥有的可再生能源及充电电动汽车等设备，向用户提供状态估计信息和历史数据，帮助用户在管理自身用电时做出更加合理的决策。

3.11.8.3.4　用户的科普及参与

要建设成功的智能电网，必须依赖受过教育和被普及过科学的用电用户，使他们从新技术中获益，告知他们如何能在不改变自身生活方式的同时来获取经济效益，确保用户能自发地参与其电力供应商所推动的需求侧管理计划。要想成功推介一项需求侧管理计划，必须要让用户对其潜在收益有明确理解并主动参与。若用户的参与程度增加，对智能电网投资所产生的价值也会显著增加，长期来看，用户参与程度的增加也会降低每个人的用电成本。

对于用户来说，理解如何能够收回参与需求侧管理活动的成本是非常重要的，尤其是这些成本包含部署智能电表的费用时更是如此，要确保用户不必为智能电表或智能电网的其他设备支付费用，因为这样会导致用户用电成本的增加⊖。此外，通过对用户进行有效的知识普及，用户会渐渐选择电力企业制定的需求侧管理项目，他们会被自己因参与需求侧管理而获取的持续收益深深吸引，不仅他们自身会有所收益，而且我们生存的环境也会有所收益。

对用户进行教育是需求侧响应活动能够成功的关键。如果没有掌握正确的信息，用户可能会认为所谓需求侧响应只会给他们带来麻烦，把他们的日常生活弄得一团糟。在用户分析什么样的措施对改善他们的用电、减少电费支出最为有效的时候，他们往往也会需要电力专业人士的帮助[13]。电力企业为用户参与需求侧响应所支付的补贴的刺激本身往往不足以影响用户对用电行为做一些改变，尤其是对于居民用户来说更是如此。显然，由于参与需求侧管理项目的用户数量会增加，短期内需求侧响应行为还是会为电力市场带来一些效益。然而，如果要收到更好的效果，必须关注每一用户个体可能获得的收益，包括以下几方面：

1）个人财务的结余。如果某用户参与了一项需求侧管理事件，如他把不必要的负荷从用电高峰期迁移到用电低谷期，则他除了会收到电力企业支付的补贴和电价的折扣外，事实上他全月的电费账单也会缩减。

2）除了关注个人的电费账单外，用户对环境的关注也持续增加[13]。若用户确认他的某次需求侧响应行为对周围环境是有利的，那参与需求侧响应对他们的吸引力也会增加。

3）避免供电服务不受控制的缺失。通过参与需求侧响应事件（电力部门对用户的空调实施直接负荷控制），用户可以帮助电力部门实现有序的减负荷，因此在预设的时间段结束后，电力很快会恢复供应。如果用户参与需求侧管理不充分，可能导致配电

⊖ 从而影响用户参与需求侧响应的积极性。——译者注

网在负荷高峰期变弱，从而可能导致停电事件完全不受控。

3.12 智能电网的技术整合及企业级应用集成

Stuart Borlase，John Chowdhury，Greg Robinson，Tim Taylor

智能电网是包含很多个系统的系统。为了实现智能电网的全部潜在效益，需要一批全新的“智能”应用系统，以及经过大幅改进或全新的企业业务流程。多数技术整合都发生在电网运行领域。新的应用系统和业务流程需要人们提出一个实现新旧信息源间无缝安全互动的全局解决方案。如今，很多电力系统的调度中心（输配电网的主控室）都部署有各种各样的软件系统，它们事实上是所谓的信息孤岛。之所以会出现这样的问题，是因为电力调度部门的应用软件往往来自于不同的供应商，它们各有不同的相互独立的数据模型和人机交互界面，其安全指标也互不兼容，没有遵循现成的标准。

所谓“智能”的应用系统可协调（而非替代）当前系统提供的关键运行信息和服务，具有高度的灵活性和可扩展性；当出现新一代的信息源时，仍能保证应用系统拥有同样优秀的品质（如运行性能、可扩展性、可用性、安全性等），这是至关重要的。对于掌控最关键的全国性基础设施——电力网来说，这些品质都是必不可少的。将要部署在智能电网中的应用系统必须确保具有高度的互操作性，能提出一整套指标来确保与计算机相关的薄弱环节不被攻击，保证输配电运行的神经中枢免遭破坏。

这一切带来了相关的若干重要挑战。首先需要面对的挑战是对这些新技术的采纳工作，这些新技术的大部分内容尚未在工程实践中得到验证。第二类挑战是相关工业标准、协议和操作指南的匮乏，而这些资料对于任何工业级应用的可靠性和可控性都是至关重要的。最后一类挑战来自于电力行业组织在技术层面和商业决策层面存在的明显鸿沟，这种鸿沟在业务流程、IT 技术的架构及其集成、工作流程的一致性和互动的实时性等方面都有反映。

对于供应商来说，必须提供标准化的服务，使得不同应用系统间在进行互动时在语义上达成一致；而在电力系统这种以运行为导向的环境中，相关服务安全性的实现依赖一个恰当的软件架构。业界的很多人都坚信，企业服务总线（或行业内常称作的运营服务总线）及一系列标准化的安全域服务，是前述集成架构的关键组成部分。

3.12.1 应用系统集成后的协同作用

智能电网在创始之初采用组件化技术来建立一个集成化程度更高、生命周期更长的软件架构，往往倾向于在运行效率和数据整合等方面渐进式地实现目标，同时也能遵循公开的开放式标准。在规划智能电网项目的时候，电力企业需要智能电网相关技术实现的协同效果，以及对基础设施投资成本的分解。经过精心考虑的智能电网发展路线图能整合多项技术，对于任何电力监管行为来说也是一种不错的策略。

智能电网的建设者应该让它们的思路跳出具体的战术性技术实现范畴，关注特定的问题，制定长期的技术性集成策略和相关的战略性解决方案，并从中获益。智能电

网理念中高度交叉、高度集成的自然属性能带来额外的优势，仅依赖相互孤立的战术性措施是无法做到这一点的。

图 3.175 所示为智能电网的协同功能可为电力企业的业务流程带来的新价值。

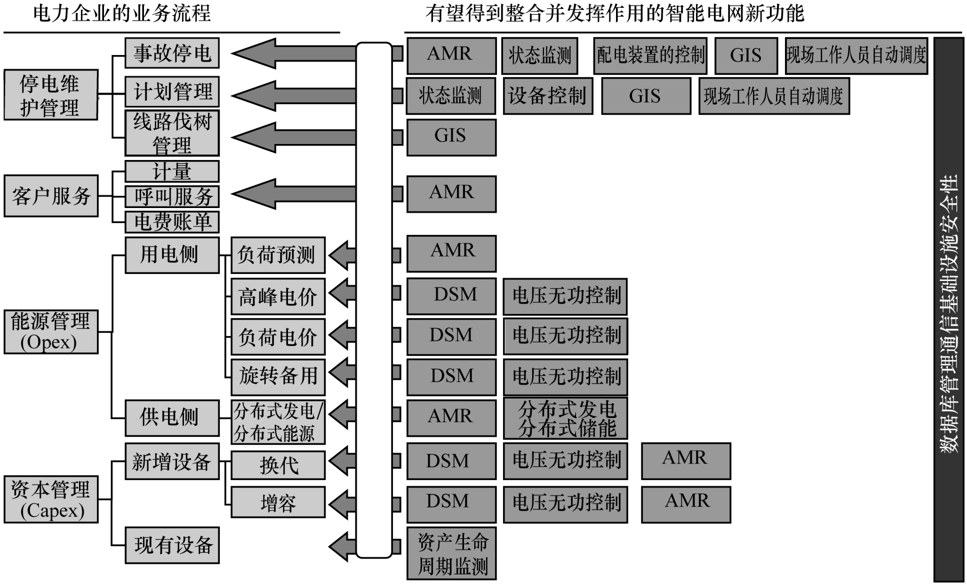


图 3.175　智能电网的协同功能可为电力企业的业务流程带来的新价值

（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

除了这些智能电网技术的协同功能所带来的效益之外，这些技术的部署也会导致成本的削减。举例来说，若 AMI 的通信系统具有双向、高带宽和连通开放性等特性，则该通信系统同样可以用于配电自动化装置的现场通信，甚至有机会用于改善用户所需服务，如通过家用网络实现互联网接入，从而获得更有吸引力的投资回报。

在下述三个关键领域中必须进行业务系统的集成：

1）IT 后台之间；

2）实时运行的系统之间；

3）IT 后台与实时运行的系统之间。

在智能电网的旗帜下，将 IT 系统和作业技术（OT）系统整合起来是新技术得以成功实施的关键。IT 系统常常是一些应用软件，用于进行商务决策、规划、业务流程管理和资源配置等。常见的 IT 应用系统包括（但不限于）以下几方面：

1）企业资源规划（ERP）系统：用来管理财务方面或人力方面的资源、材料和资产。

2）企业资产管理（EAM）系统：用于供应链管理、库存管理、劳动力级资产管理。

3）用户信息系统（CIM）：用来管理用户数据和计量数据，结算及开具票据。

4）能源组合管理（EPM）系统：用于能源规划、能源组合优化、计划安排、能源交易及其风险管理、电力市场分析、零售电量管理、电价和负荷预测、ISO 的售电竞价、结算以及事后分析等。

5）地理信息系统（GIS）：用于地图展示和地理信息的管理。

作业技术系统可以对电网中的资产进行实时（或近似实时）的运行控制。只有把作业技术应用系统集成进来，才能为电力企业的业务活动提供完整、即时的电网状态展示。常见的作业技术系统包括（但不限于）以下几方面：

1）数据采集与监控系统（SCADA）：用于实时的数据采集。

2）配电网管理系统（DMS）：用于对配电网络进行管理和控制；包括一系列先进的应用程序，如故障检测、故障隔离及供电恢复（FDIR）系统，电压/无功优化程序，状态估计程序，以及停电管理系统（OMS）等。

3）能量管理系统（EMS）：用于对发电和输电系统进行管理和控制。

4）停电管理系统（OMS）：用于辨识配电网中的停电事件，并辅助恢复供电。

5）移动劳动力管理（MWFM）系统：MWFM 系统及现场劳动力自动配置（FFA）系统，用于管理移动中的现场工作组，在地图上展示工作组状态、制定工作计划、对劳动力进行优化。

6）高级计量体系（AMI）：用于对（间歇性或连续性的）测量数据进行采集和管理，包括远程读表技术，也可能包括远程控制技术。

7）需求侧响应管理系统（DRMS）：用于对需求侧响应程序和虚拟电厂（VPP）进行管理。

下面的列表中给出的是实时运行技术系统集成的实例：

1）OMS-SCADA/EMS：实时的 SCADA 数据能够提供精确实时的停电信息。

2）OMS-DMS：基于用户信息，DMS 中的开关切换功能和网络分析功能可以依据停电信息做出实时判断。

3）OMS-MWFM：可以把停电分析和管理活动与移动通信解决方案整合起来，以实现劳动力分派、现场工作组的管理及供电恢复作业的自动化和智能化；当面临恶劣的故障工作条件时，可以规避控制时的瓶颈，显著降低手工干预的工作量，同时确保电网的完整性。

4）OMS-AMI：可以利用实时的计量数据来判断出用户的停电故障，给出事故发生的确切地点，可用于判断连锁故障。

5）DMS-EMS：在输配电网络间共享精确的实时数据，可以实现对两层网络的双级控制，对输配电网络间的开关切换和标记等动作进行协调。

6）DMS-SCADA：电力企业可以利用配电网 SCADA 的实时数据实现配电网故障的自动恢复，开展对电网的各种分析（如潮流计算、故障检测隔离及恢复、电压无功优化等），还可以基于一个整合后的完整网络模型实现标准的监测和控制。

7）DMS-MWFM：现场工作人员可以利用移动通信工具传输实时信息，如将与现场

状态完全一致的开关位置传输到各应用系统的电网模型中。

8）DMS-AMI：潮流计算和需求侧管理软件可以利用到计量数据所提供的精确负荷曲线模型，相关应用系统的集成是实现部分或选择性减载功能的先决因素。

9）EMS-SCADA：基于实时的输电网 SCADA 数据，电力企业可以利用高级 EMS 应用程序对输电网进行监测和控制。

上述各种集成方案有助于改善用户体验，提高客户服务中心、电网调度部门和其他运行人员及现场检修人员的劳动生产率。

下面的列表中给出的是 IT/后勤部门系统与实时运行系统的集成，有助于改善企业的业务流程：

1）EAM-EMS/DMS/OMS：在 EMS/DMS/OMS 中出现了越来越多的资产管理数据，可用来进行更加智能的电网运行操作。这些数据包括设备的利用率、设备运行极限、设备内部接线图及其他资产管理数据；实时运行的系统也可反过来为资产管理系统提供设备运行数据，用以改善设备检修计划或改善设备运行性能的统计分析。

2）GIS-DMS/OMS：人们越来越多地把 GIS 中的网络模型数据当作企业应用系统中网络数据的唯一来源；把 DMS 和 OMS 的模型与 GIS 结合到一起，允许所有的应用程序从一个统一的通用数据源构建电网实时运行的模型。

3）SCADA-EAM：SCADA 可为资产管理系统提供设备运行的历史数据，帮助电力企业开展设备的状态监测及规避停电事故的措施。

4）WFM-EAM-ERP：利用移动通信工具追踪一个设备在某工程中的全程使用状况，可以更精确地进行项目预算会计，并准确预测可能遇到的突发状况。

为了使集成后系统尽可能高效，需要下述数据高度实时和精确：

1）SCADA I/O；

2）用户故障信息；

3）电网拓扑结构；

4）资源和工作量的定位；

5）资产数据；

6）潮流计算结果。

3.12.2　技术整合实例

3.12.2.1　配电网运行应用系统的集成

配电网运行应用系统的集成是智能电网能够成功建成的关键。在 20 世纪 80 ~ 90 年代各运行应用系统还相互孤立，但当前的集成度已越来越高，实现系统集成的方式多种多样，包括数据文件传输、应用程序接口（API）、中间件技术等，还包括近来非常流行的网络服务技术。随着智能电网理念的不断推进，以及应用系统交互性标准的不断发展，各运行应用系统间集成的复杂度将持续增加。

只要电力企业期望在将来能成功应对可靠性、电网运行效率及客户满意度所带来的持续压力，它们就不得不求助于 DMS 及其他运行管理系统的发展来满足前述需求。由于商务方面和电力监管方面不断出现新的挑战，导致电力企业希望能无缝地同时利

用 DMS 和 OSM 工具来处理停电事务流程（如计划外停电）和现场工作组，同时还可利用各种高级配电网管理应用程序来管理日趋复杂且负荷不断加重的配电网。

电力工业正在经历一场自动化程度和数据采集量显著增加的变革，被采集的数据同时存在于用户侧和电网侧。电网运行人员要想对规模庞大、结构复杂的电网进行积极主动的管理，就必须拥有一系列全新的先进工具，帮助他们将电网中的数据转化成有用的信息，从而可以制定安全、及时、高效的决策。DMS 和 OMS 结合在一起，可为常规时段和负荷高峰时段的电网运行及停电事故处理的管理提供一整套完备的高度集成的方法和手段。

图 3.176 所示为一个集成化配电网运行系统环境，采用的是统一的电网模型和集成化的操作功能。图中架构内 OMS 功能的实现及 DMS 的电网应用程序都使用相同的配电网模型，其好处是所有的应用程序只需要维护同一套电网模型即可。这种架构是模块化的，有助于满足不同配电网部门的需求，这些不同的部门关注的具体业务方向不同，实现智能电网侧重的具体战略也不尽相同。当各部门的业务需求发生变化时，这种模块化的配电网运行平台允许它们渐进式地增加特定的模块，如 OMS 的停电管理能力及各种先进的 DMS 电网分析应用等。

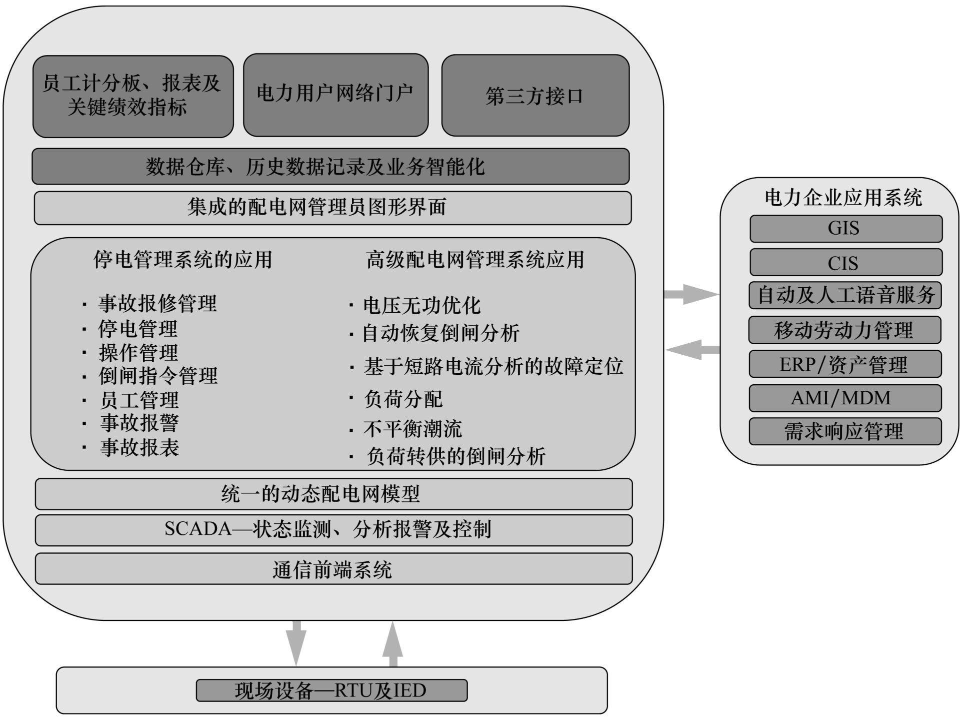


图 3.176　一个集成化配电网运行系统环境（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

该集成化配电网运行系统环境包含多个组成部分，后面将详述。

3.12.2.1.1　SCADA

配电网的 SCADA 系统如图 3.176 下半部分所示。SCADA 从 RTU 和 IED 采集模拟量和状态量，提供控制、警报、通知和记录等功能。OMS 和 DMS 高级应用系统可利用前述集成化配电网运行系统环境同一厂商生产的 SCADA 系统，该厂商负责不同应用系统与集成化平台的整合，也可采用第三方的 SCADA 系统，通过互控中心通信协议（ICCP）或其他类型的接口来进行整合。

3.12.2.1.2　统一的配电网动态模型

如图 3.176 中部所示，在本架构中 DMS 和 OMS 的各应用程序使用的是同一个统一的配电网模型。由于不需要同时建立、维护和同步多个数据模型，这极大地简化了系统维护的工作量。此外，统一的配电网模型还有一个额外的好处，就是在计划内停电和计划外停电间进行协调的时候更加容易，造成停电的因素包括临时线路、线路跳闸、手动改变设备运行状态及中压系统的一些操作等。统一的配电网动态模型还意味着各种 DMS 高级应用程序总是会用到与实际运行情况完全一致的配电网模型，两者具有相同的连接关系、开关状态、并联电容器组投运状态和负荷水平。

3.12.2.1.3　DMS 高级应用程序及停电管理系统的功能

本架构包含有经过整合的 OMS 功能和 DMS 高级应用程序。OMS 的功能包括通过配电网数据来对故障进行辨识和定位、现场工作人员的管理及对消缺工作（如临时跳闸或线路跨接等）的追踪。已经成功研发的 DMS 高级应用程序包括负荷分配和不平衡潮流计算等，还包括开关动作指令的生成、模拟、核准和执行，负荷过载跳闸，以及电容补偿和电压控制等。其他的应用程序还包括故障定位和复电开关动作分析等程序，可以允许电网运行人员通过停电管理措施来缩短对用户中断供电的时间。负荷分配、不平衡潮流分析和线路减载等功能允许设备运行得更接近热稳定极限，从而能够改善设备的利用率。

3.12.2.1.4　集成化图形界面

该集成化架构可为不同的应用程序提供统一的用户界面，相关的应用程序包括配电网 SCADA、DMS 应用程序、OMS 乃至输电网 SCADA（仅当有需求时）。在运行人员的工作站上可以展示各种表格信息，辅之以地理信息和各种示意图，使得运行人员在面对大量信息时能进行快速响应。统一的用户界面可以改善运行人员的工作效率和灵活性，同时可以降低系统维护和培训的成本。

3.12.2.1.5　配电网组织智能化商业活动程序包

目前各配电网运行组织已可获取智能化商业活动程序包，可以增强该组织的报表系统和态势感知能力，并允许组织中的每个人通过标准化的关键绩效指标（KPI）、控制面板和报表等立刻了解当前的运行状态。经过简单的培训，系统的使用者即可定义自己的特定页面，这为该组织不同部门间关于运行、管理和其他业务的状态掌控提供了一种增强的展示形式。同样的，在客户服务方面，也有新的措施和手段来展示更加有说服力的信息。

3.12.2.1.6　SCADA、DMS 和 OMS 的集成

DMS 和 OMS 与 SCADA 的集成是一个显著的发展趋势。多年以来，人们已在 OMS

中应用SCADA提供的断路器跳闸信息来进行故障诊断，然而近来在配电网业务方面的一些新的挑战需要不同的系统间进行更为复杂的集成。目前已经实现的功能有，从SCADA中将状态量或模拟量传输到DMS和OMS中，在同一电网运行人员的计算机中不同系统的人机界面是统一的，登录系统的功能也是统一的。

将SCADA与DMS和OMS集成起来具有下述好处：①DMS应用程序与配电网SCADA更紧密地结合，可以改善配电网的运行水平；②消除了多个应用系统中存在不同数据版本的可能，从而提高了运行人员的工作效率；③经过整合的安全性分析程序可以检查对某变电站或某线路的操作是否会影响到其他区域中的其他变压器和线路；④统一的应用系统可以实现流线式的用户登录功能和权限管理；⑤OMS和DMS在进行分析计算时可用到统一的电网模型；⑥可以为DMS和OMS及配电网SCADA等多个系统提供统一的技术支持。

3.12.2.1.7 OMS与劳动力资源移动管理系统的集成

OMS和MWFM的集成可以改善停电管理时的业务流程，通常可包含如下功能：①可直接将停电故障处理任务的信息从OMS直接发布到移动数据终端（MDT）；②通过移动数据终端获取工作人员签到状态（在途还是到达）的更新；③当OMS的停电分析程序重新预测停电故障时，通过移动通信设备自动更新签到状态；④利用移动通信设备在OMS中对某次停电事故处理业务进行确认或完成登记；⑤当工作人员通过移动通信设备登录系统时，能够在OMS中正确反映其状态。

若控制中心与现场处理集成得更紧密，将带来更多的好处：倒闸操作指令的管理和执行将变得更加高效；资源的配置和管理也会变得更高效。如图3.177所示，控制中心和现场处理间存在更强有力的集成后可能带来一些益处。

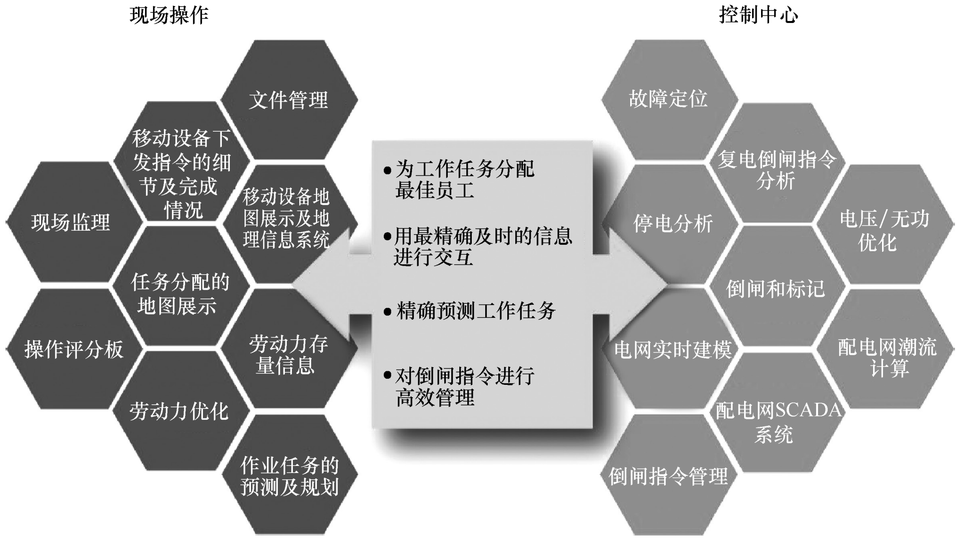


图3.177 电网管理部门与现场操作的集成（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

3.12.2.2　高级计量体系与配电网运行应用环境的集成

对于很多配电网运营组织来说，高级计量体系（AMI）都是其智能电网发展计划的关键组成部分。人们在研究相关商业案例的时候都假设 AMI 系统拥有合理的功能，能改善电力系统的运行。目前人们已成功开发了 AMI/计量数据管理（MDM）系统与故障管理系统之间的接口，并将继续致力于增强现有功能。当然，目前已有多种通过 AMI 数据改善停电管理业务流程的途径（见图 3.178）。

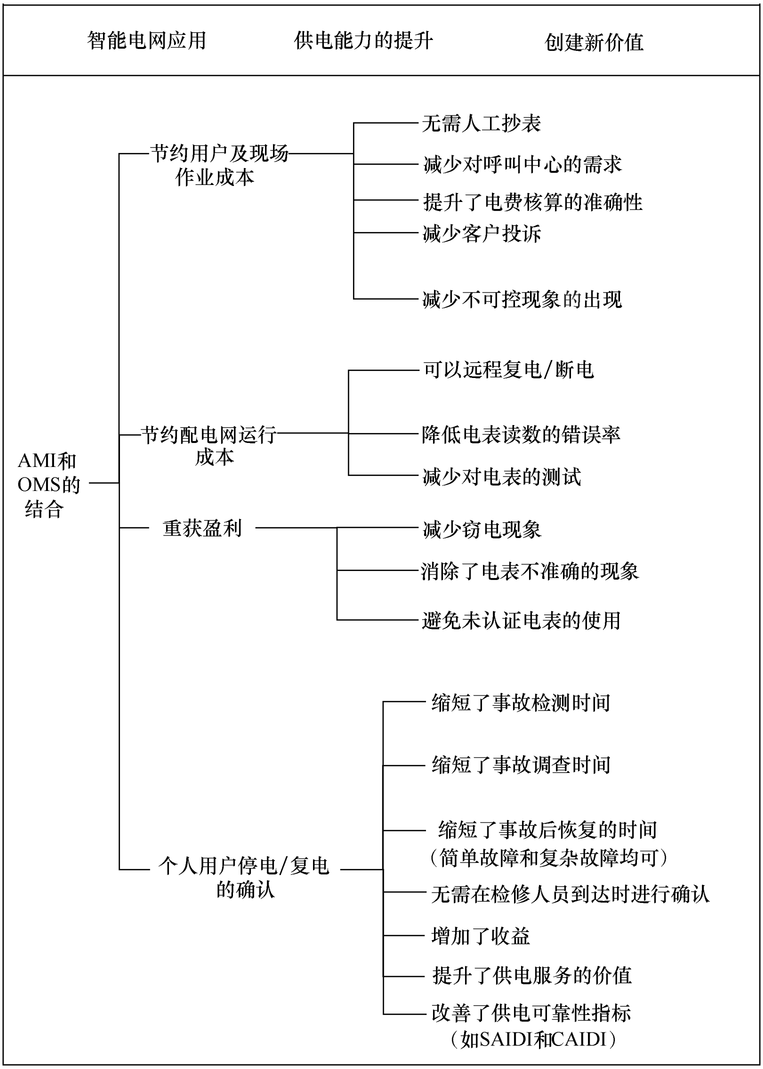


图 3.178　AMI 与 OMS 的协同作用（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

首先，如果 AMI 中的智能电表和通信设施被正确配置，则 OMS 可以在用户处电表失压前一刻（即发生了用户处停电事故瞬间）收到电表发出的停电预警信息。采用这

种方式，OMS可以获取任何用户处停电的信息，即使用户未上报的停电事故信息也能获取，当然用户打电话上报停电事故也可作为OMS获取停电信息的补充。在一些特殊的情况下，如某处房产没有人居住或某户家庭都处于深睡之中，若发生了停电事故，则AMI提供的停电信息将极有价值。AMI提供的停电信息是细粒度的，可以辨识出每个安装了智能电表的用户的停电状况，有助于停电管理算法更精确地判断导致停电的原因，减少用户停电时间，能对停电处理作业任务做出更高效的分配。

其次，若OMS与AMI系统间的接口运转正常，而且所有表计和通信设施也都运转正常，则OMS也可以向AMI系统发送信息来询问某智能电表是否能正常工作，这有时被称为“ping㊀一个智能电表”。如果AMI的通信设施允许的话，可以直接“ping”一个智能电表，否则需要向计量数据管理系统发送ping信号来判断某一特定智能电表是否工作正常。客户服务代理或电网运行人员都可以向智能电表发送ping信号。从用户的角度来说，通过ping一个智能电表来判断其运行状态的价值在于，很多情况下用户上报的停电事故往往只是因为用户侧的表计出现了问题。来自电力企业的统计说明，多达50%～67%的仅有一个用户上报的停电事故是由用户侧的表计问题导致的［可称为“到达即解决（OK on Arrival，OKA）㊁”型事故］，而不是由于配电网侧有什么问题。如果能够远程查询电表的工作状态，电力企业就可以通知用户：他户内的电表是否出现了什么问题，可以由用户自行查询和解决。如果用户自己可以ping通电表，而且确认电表是带电的，但户内的电器却无法用电，那电力企业就可以节约故障排查人员和停电处理人员的时间，减少交通工具行驶的里程数㊂。电力企业还可以利用智能电表能提供的其他信息（如电压暂降和电压骤升等电能质量数据）来预先判断和辨识供电侧的问题，而不必等待用户实际投诉后才加以解决。停电管理系统访问智能电表的另一个潜在的优势是可以进行故障范围确认，也就是通过ping若干选定的智能电表来确定停电的区域，这将使故障的定位更加准确迅速。

OMS与AMI系统相互交互的第三个好处是可以进行复电的通知，即可以向配电网运行人员发布确认信息来声明停电的用户已由于相关继电保护装置动作而恢复供电。发送复电通知有两种方式：一种是由刚刚复电的智能电表向OMS发送信息；另一种是由OMS向某些被假设已复电的智能电表发送ping指令来实现。发布复电通知的好处在于，当一大片停电区域由于连锁性故障的发生而使得某些用户尚未被恢复供电时，现场工作人员可以在未离开停电区域之前即掌握额外的故障信息，从而减少反复停电事故时重复派出工作人员的业务量、降低人力成本、缩短交通时间。智能电表作用的发挥可进一步缩短停电时间，改善服务质量。

当前人们还在研究如何利用AMI设施来进一步改善停电通知发布的品质。此外，

㊀ DOS、Windows或Unix/Linux操作系统中检查网络是否连通的指令。——译者注

㊁ 它是指电力企业停电处理人员刚到达用户停电现场，就发现停电事故已经解决。——译者注

㊂ 因为正文中的描述表明电网向用户的供电并没有问题，应该是用户户内设施出现的问题，而这种情况用户自己应该可以解决。——译者注

在 DMS 的其他应用程序中应用 AMI 数据（包括某一特定时段的用电需求数据及电压越限数据等）也仍在研究之中。处于研究之中的课题还有在进行潮流计算的时候采用从 AMI 数据中获取的用户真实负荷曲线信息，而不是采用基于典型日的典型负荷曲线，这意味着在进行潮流计算的时候所有配电变压器也可以采用准确的负荷数据，最终使人们对配电网中的实际潮流和电压状况有更准确的了解。

同样的，把从 AMI 系统中获取的电压越限警报信息传输给 DMS，可以使系统运行人员更好地关注当前电网中存在的电压问题。以此为基础，由运行人员手动或自动对电网中的电压/无功控制装置进行调节，使其对电压偏移过大之处做出合理补偿。当电力企业致力于通过将系统运行电压维持在狭窄的允许电压范围之内来降低用户用电需求的时候，这里提到的做法将尤为重要，这一概念通常称为节能电压调整措施。

3.12.2.3　利用多种智能电网技术的停电管理

近年来，通过对现场劳动力自动配置工具的改进，包括通过移动通信设备和 GIS 发布任务，已经显著改善了现场工作人员的生产力水平，缩短了停电的时间。同样的，配电馈线的故障隔离及供电恢复系统的应用也能缩短非故障馈线区段的停电时间。其他一些技术，如资产监控诊断及线路走廊植被管理等方面技术的发展也可以为停电管理带来持续的改进（见图 3.179）。

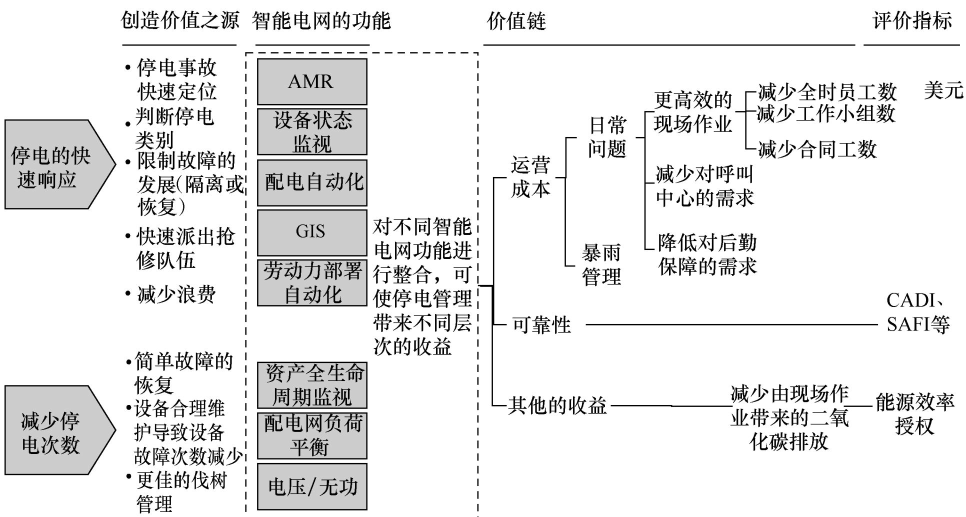


图 3.179　利用多种智能电网技术的停电管理（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

地理信息系统（GIS）——通常来说，GIS 扮演的角色是配电系统中资产数据和电网拓扑信息的主要存储仓库。配电网运行应用集成环境广泛利用资产的数据和拓扑信息，这些数据和信息由地理信息系统定时更新，可以通过 XML 文件、以逗号分隔字段的文本文件或共享的数据库表等形式从 GIS 中导出数据。通常配电部门首次启动加载了 OMS 和 DMS 的配电网运行应用集成环境时会比较耗费计算资源，随后即可以借助 GIS 来对所有数据进行持续的增量更新。

用户信息系统（CIS）——停电管理系统可以从 CIS 中获取用户数据、用户与配电变压器间的连接形式、用户是否接入电网及用户的故障上报电话等信息。通常 CIS 在每天夜晚更新用户的数据，有时也采用近实时的形式来更新数据。故障上报电话可以存入停电管理系统，停电管理系统也可以向上报者实时反馈信息。

交互式语音识别（IVR）——配电网运行应用集成环境还可以整合双向的 IVR 系统，用于故障上报信息的查询、电话回访或计划内停电通知等。

移动劳动力管理（MWFM）系统和现场劳动力自动配置（FFA）系统——DMS/OMS 系统需要经常通过 MWFM 生成工作指令并发布到移动数据终端，工程车的状态（在途、到达等）、停电处理业务是否完成的状态以及估计复电时间等信息都可以被合理展示。

全球定位系统（GPS）——停电管理系统支持定期通过 GPS 或自动车辆定位（AVL）系统接收工程车的位置坐标信息，该坐标信息可用于在地图上显示工程车的位置。

ERP/资产管理/劳动力管理——在很多情况下都需要在 DMS/OMS 与资产管理系统间建立交互的接口，这可以在后续工作中通过劳动力管理系统生成倒闸指令、工作单或工时申请表等形式来实现。

3.12.2.4 劳动力资源管理、资产管理和电网管理系统的集成

对于一个已投入运行的智能电网而言，总有一些方面在设计或实施的时候并不是处于技术前列的。往往被忽视的一个方面是电网的基础设施需要在建设完成之后相当长一段时间仍能高效运行，为达到这一目标，需要对一些运行中的资产（事实上是整整一大类全新的资产）及其产生的数据进行关注，因此需要对其进行持续的监控、管理、信息上报和维修，在必要时对其进行更换。所有这一切针对新设备的工作都是必不可少的，与此同时现有电网的传统设施也需要被合理地检修、维护和运行。电力企业可以应对这些挑战，将现有的技术解决方案与全新的智能配电网紧密结合起来。可以对资产管理、电网运行管理和劳动力管理各方面进行协调，使其在电力企业的智能电网规划、建设和运行中扮演应有的重要角色。为了体现智能电网的全部技术优势，需要一个全新的技术解决方案。

一个正在运行并处于持续发展中的智能电网往往包含诸多方面，涵盖了从发电环节、输电环节到配电环节的能量流动，包括智能电表、智能变电站、分布式发电、可再生能源和其他相关内容。这些智能电网的组成部分实现了电网成功运行所需的诸多关键技术，如实时仿真和故障分析、分布式发电和替代能源、具有自愈功能的广域保护和孤岛运行、需求侧管理和实时电价和对能源市场的参与，以及很多其他相关技术。常规电网设备的设计目标及电网运行管理的实践必须支持移动劳动力管理系统的应用，而且必须满足一大类电网运行管理、资产管理和劳动力管理的需求。从以资产为核心的角度来考虑（而不是以用户为核心的角度来考虑，尽管后者同样重要），电力企业在设计安装、运行和维护设备的时候必须确保其高性能和有效性。不同方面带来的问题也很不相同，如图 3.180 所示。

电力设备的设计安装通常是一种复杂的任务，涉及多种子任务的执行，包括合理的规划、工期的延长、多工种和多种技术类型等方面，通常还需要与承包商打交道。电

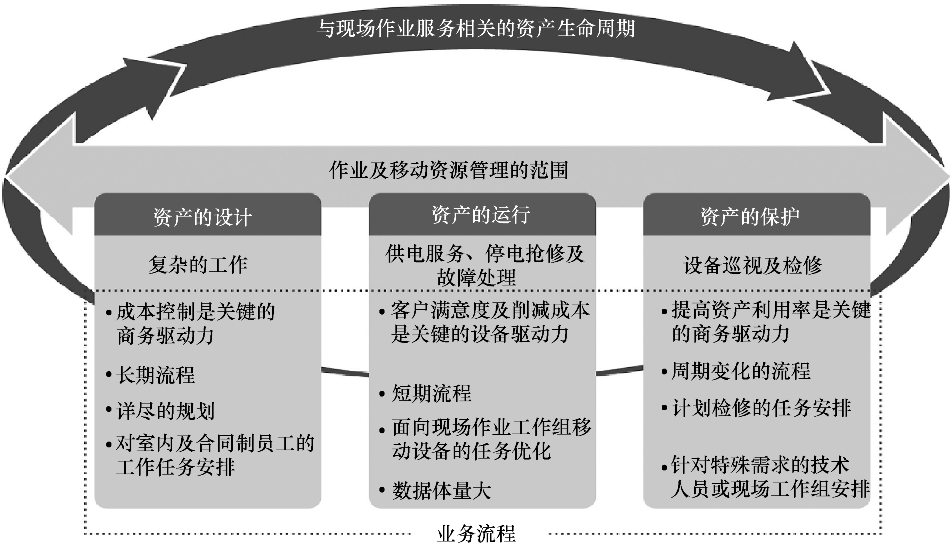


图 3.180 设计安装、运行和维护电力设备所带来的不同挑战

（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

力设备的运行往往工作量很大，但单一任务持续时间很短，往往涉及计划外的工作指令和具体的现场工作人员。设备的维护和检修的形式介于上述两者之间，需要预先制定计划，也需要具体的工作人员，同时持续的时间不定。智能电网中的工作目标本身与传统电网类似，但所用到的工具、制定计划方式、涉及的技能及工作持续的时间与当前人们比较熟悉的传统电网的情况很不相同，两个比较显著的区别是新的电力设备产生的数据数量和类型与以往大不相同，同时对业务处理的即时性也提出了更高的需求。

“用于记录的系统”是电力工业界经常用到的词汇。由 GIS 支持的企业资产管理系统用于记录资产信息，SCADA、DMS、OMS 等系统用于记录电网中发生的各种事件，MWFM 系统用于记录向劳动力资源发布的业务内容及其完成情况。任一系统单独拿出来都已经是很强大的工具，若能对其进行合理的整合，这些系统将表现出更高层次的电网运行和资产管理水平。

成功解决智能电网的建设、运行和维护的诸多问题，可以带来巨大的好处。对昂贵的智能电网设备进行更好的管理可以延长设备的生命周期，从而将电力企业的配电网资产采购需求降低 10% 以上，将电力物资的库存水平降低 10% ~20% 。基于电力资产的智能诊断和维修能力，并结合更加高效的业务分派和调度能力，电力企业的管理负担将降低，劳动力的产能可提高 20% 。

图 3.181 所示为基于资产中心视角的工作流，给出了对 SCADA/DMS/OMS 系统、企业资产管理系统和企业劳动力管理系统进行整合的概念。需要完成的工作可能产生于企业资产管理系统或 SCADA/DMS/OMS 系统，并立刻进入到企业劳动力管理系统，没有任何延迟，以确保所派发的工作指令即时可用。工作完成的结果信息可同时传递回产生工作的系统和另一个系统。当任务完成后，相关数据被传回上游系统，在上游

系统中对有关的电网设备进行描述。

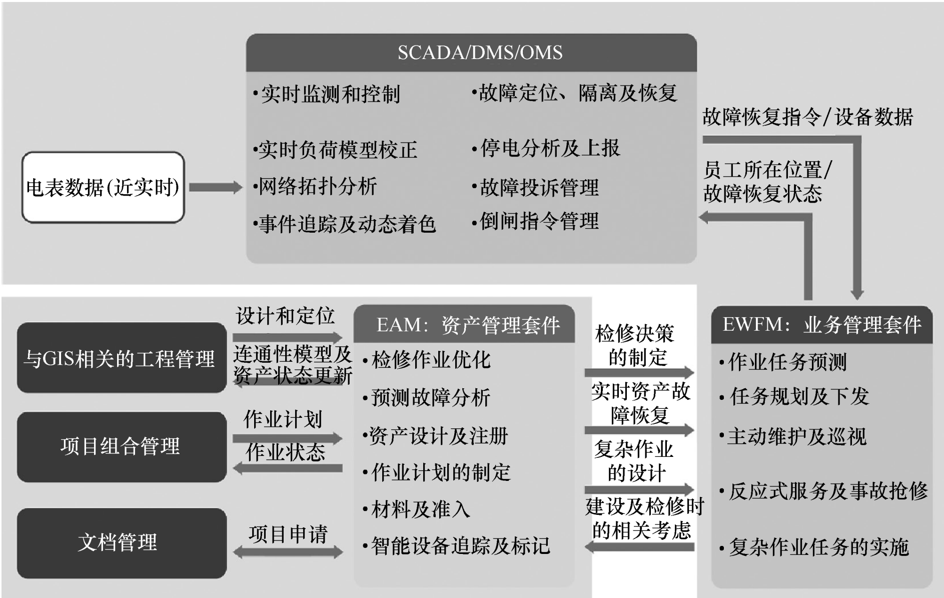


图 3.181 基于资产中心视角的工作流（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

现在把关注的焦点从电网中的设备移至用户，可以清楚地看到在智能电网中用户对用电的需求也与常规电网用户有所不同。由于在他们家中或工作的地方配备了各种各样的智能设备，用户将期望电网对故障的响应更快，用于恢复供电所需的时间也应更短。此外，用户还希望了解电网中停电事故发生原因的详细解释，以及电网为处理事故到底采取了哪些措施。用户希望有更加高效的投诉渠道，希望他们的电费账单上有更详细的解释信息。简言之，智能电网用户需要更多的信息，期望能对自身的用电有更多的掌控。为了满足用户的这些需求，电力企业应当对主控中心和现场工作人员间的工作流程和通信途径作进一步的整合。

当前电网的主控中心已经有大量业务需要处理。由于主控中心负责操作票管理、故障分析、电网实时建模及大量其他任务，它在电网的高效运行中处于核心位置。作为主控中心业务的一部分，现场作业的工作量是非常繁重的，需要进行停电响应、对用户和电表的供电及电力基础设施巡检和维护等工作。这些内容与大量其他工作一起构成了主控中心在地面和空中的主要业务。图 3.182 所示为基于用户中心视角的工作流，指出智能电网背景下工作流的关键组成部分，EAM 和 EWFM 两组人员应该更密切地合作，尤其在如下四个方面更需如此：

1）为某项工作任务指定最佳的工作组成员，需满足的条件包括拥有最高的技术水平、所处位置对处理事故最有利、拥有最好的设备和物资等。

2）准确及时地传输关于工作指令的信息，尤其是那些由智能设备产生的现场人员必须掌握的信息。

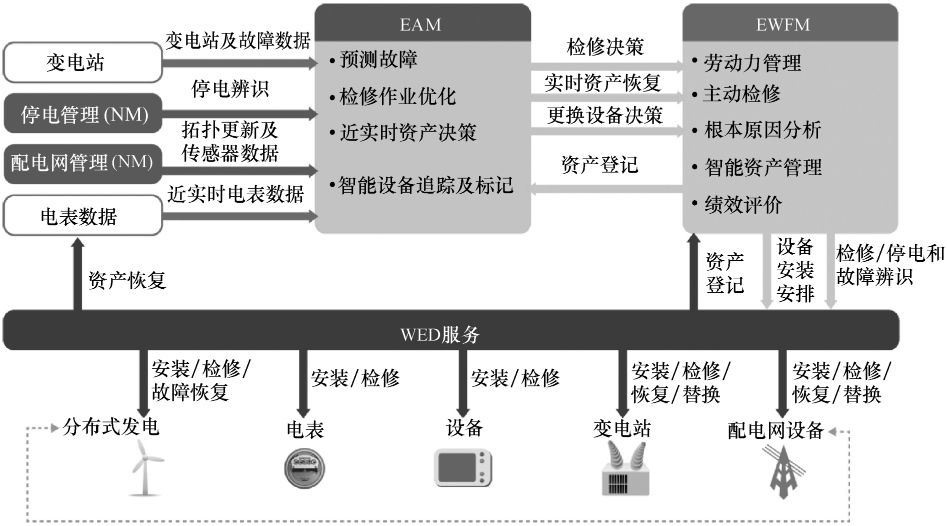


图 3. 182　基于用户中心视角的工作流（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

3）基于地理信息和员工技能水平来更加准确地预测可能需要的工作量，以确保现场的资源在必要的时间和地点能够满足要求。

4）在停电管理活动中对操作指令的生成、实施和归档的过程进行管理。

3. 12. 3　企业级集成

“集成”一词的定义是一种活动，通过这种活动使在设计时相互独立的两个不同的实体（如软件系统、数据库、业务流程等）能同时工作，实现一些特定的目标。集成的形式多种多样，到底对什么“实体”进行集成决定了实现集成的范畴和方式。下面是一些具体的集成实例：

1）对人员的集成：为了更加优化地开展工作，人们进行了人与人之间和人与业务流程之间的集成，这往往涉及不同的部门，不仅限于终端用户。在智能电网中，某项活动的参与者、用户及电力企业员工都是价值链上的重要资源。以可再生能源接入电网为例，电力企业需要整合第三方的供应商、用户和电力企业自身提供的各种服务。

2）对业务流程的集成：在不同业务流程中可以共享一些经常需要用到的内容（如安全性检查、服务水平和电网监控之类），确保服务水平的一致性，将可重复应用的内容解耦出来。利用服务导向的架构（SOA）及企业服务总线可以在业务流程快速变化的时候更容易实现目标。

3）对应用程序的集成：电力企业已投入了大量的资源和资金来开发应对特定业务需求的或标准规格的应用程序。应用程序集成的目标是协调这些应用程序，而不是用新的应用程序完全替代现有程序，研究不同应用程序间对接方法，开拓分别储存在不同应用系统或共享的数据的交互和传输途径。

4）对系统的集成：在企业环境中，系统的任务是对人员和应用程序所需的数据进行管理、处理和传输。在智能电网的环境下，要求系统对与其交互的元素是完全透明的。

5）对数据的集成：数据是应用系统得以正常运行的第一要素，是信息之源。采用更加专业的标准将使数据的共享更加容易。

当前电力企业的典型 IT 系统都是多年前开始应用的，其部署和维护的成本都很高。这些系统往往非常复杂，使用不便。当前的 IT 系统都是面对电力企业专门的业务需求的，解决的是特定的问题，几乎不考虑与其相关的其他应用领域的信息需求。显然，对这些 IT 系统进行集成并不容易，导致电力企业内部的一些业务流程的实现效率非常低。

近年来，由于电力企业期望实现一种全新的增强的业务流程，它们需要新的应用系统能提供一个革命性的平台，可以提供开源的标准化的解决方案，能利用 XML 和 SOA 等技术。在智能电网的背景下，新的 IT 系统应该易于使用、适应性强，能对经常变化的需求做出快速响应。与传统的应用系统相比，它们应该能大幅度削减成本。新的 IT 系统应可以与已有的甚至尚未出现的新系统相集成。当电力企业考虑开发这些系统时，它们应该把关注点更多地放到系统的配置部署上，而不是系统如何编码实现。

3.12.4 数据集成与应用程序集成的对比

在电力企业内部，对所谓“集成”的分类主要分为数据的集成和应用系统的集成两大类，当然有时这两类集成方式在实现的时候存在重叠之处。从两个原本分别独立设计的数据库中读出数据建立第三个数据库，是数据集成的一个典型例子。对两个原本分别独立设计的应用程序的功能进行协调，从而构建一个组合起来的新程序，是应用程序集成的一个典型例子。在这方面有一个通用的需求，即应确保被整合的两个或多个应用程序所拥有的数据是完全一致的，以便程序使用者在不同的程序中看到的关键业务实体（如用户或产品）的状态是相同的。整合的结果是应用系统共享业务环境的相同视图（应用程序集成），要实现这一目标需要对不同应用系统的数据进行同步（数据集成）。美国高德纳（Gartner）公司给出了企业级集成的定义：“令两个或多个原本相互独立的实体（应用程序、应用系统或数据库）能够协同工作，以实现特定的业务目标。”图 3.183给出了数据整合和应用程序整合的概念示意图。

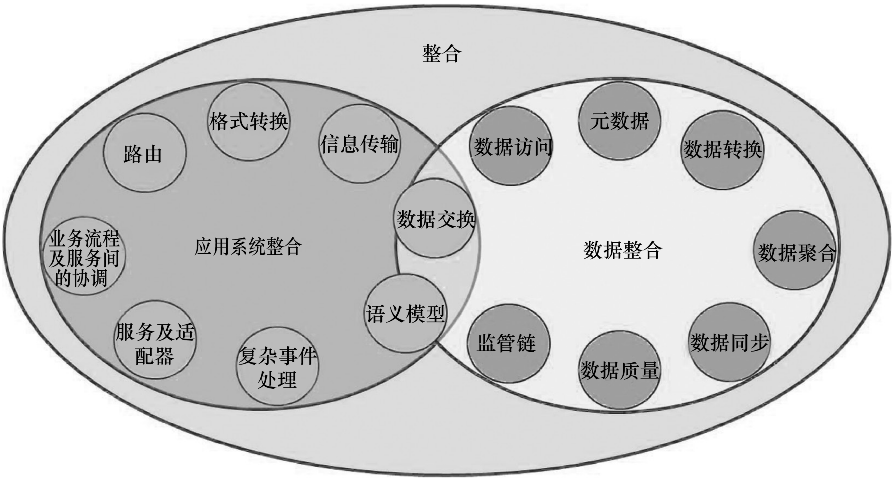


图 3.183　数据整合和应用程序整合的概念示意图

3.12.5 企业服务总线

企业信息总线（EIB）和企业服务总线（ESB）从基础架构的角度来定义，是一种中间件层，支持对企业业务活动和基础设施服务进行管理，有助于利用已有的资产创造出新效益。EIB 或 ESB 包含企业级集成的多种要素，典型的要素包括以下几方面：

1）信息传输，使数据能在不同应用程序间移动。

2）数据格式转换引擎，将信息由一种格式转换成另一种格式。

3）过程管理，提供为特定事件指定业务逻辑的能力。

4）按指定路径发布数据，将所需数据按指定路径发布到应用程序。

5）应用程序适配器，构建系统集成层和应用层间的桥梁。

通常通过一种称为企业服务导向架构（企业 SOA）的概念来管理这些要素。

3.12.6 服务导向架构

企业服务导向架构（SOA）是一种业务驱动的软件架构，允许电力企业在企业内部或与战略合作伙伴共享和重复使用各种服务。有了企业 SOA，就可以把企业要实现的业务功能用一种可重复使用的企业级服务的形式来表示。复杂的业务流程可被分解成小一点的业务步骤，这些业务步骤可在软件中表达出来，此即所谓可重复使用的企业级服务。通过 SOA，电力企业的 IT 部门就允许所支持的业务做出变化，其适应性更强、灵活性更高、更加经济高效。随着智能电网中新业务不断增加，电力企业可以整合新的业务流程，实现业务革新。企业级的服务（包括来自战略合作伙伴的服务）可以被创建、被合并、被重组，来形成新的业务流程，支持企业革命性的商业战略。电力企业还能快速改变其业务流程，以获取电网运行的高效性。当需要对业务流程做出改变时，IT 部门的人员只需对企业服务中特定的业务步骤做出修正，因此业务响应速度更快，改变业务流程所需的成本也更低。

SOA 能帮助电力企业实现很多业务流程的自动化，很多这种业务流程目前还需要工作人员的介入。由于能自动获取业务流程的信息，现场工作人员可以花费更少的时间来处理业务分配之类的工作，从而将他们解放出来，将更多的精力投入到企业战略目标的实现上。

3.12.7 企业信息管理

企业信息集成（EII）和企业应用集成（EAI）并不是新概念[1]。在其他行业早就有对存在于不同数据源和不同应用程序中的数据进行整合和共享的流程和工具。对于电力企业和其他实时运行的关键任务系统来说，所面对的挑战在于如何整合频繁更新和访问（秒级）的数据和更新不那么频繁（以天为周期）的数据。

对于大规模的集成操作而言，主要的障碍在于所需数据可能以数以千计的互不兼容的格式存储，无法被系统地管理、集成和清洗⊖。集成的系统架构常需要面对诸多数据方面的问题，主要是在不同应用程序间进行信息交换时，由于对某一实体存在不同

⊖ 数据清洗：发现并纠正数据文件中可识别的错误的最后一道程序，包括检查数据一致性、处理无效值和缺失值等，是数据仓库的关键任务。——译者注

的解释，可能带来数据错误或歧义。例如，①混淆性冲突：不同信息看起来含义相同，但实际上并不相同；②尺度冲突：用不同的参考系来考量同一数值所带来的冲突；③命名冲突：不同应用程序中的命名规则显著不同。

在智能电网中，数据的类型和体量都将显著增加。传统的解决方案在现有的应用系统中都已捉襟见肘，在智能电网中完全无法满足电力企业信息交换的需求。企业信息管理（EIM）之所以具有战略性的重要意义，是因为它可以把数据和信息当作企业业务的促进因素，而不是制约因素。EIM 之所以能做到这一点，是因为它可以用唯一的事实版本来解释信息，降低对信息做出错误理解的风险，从而提高系统与人员交互的效率。

目前已有很多工具和工业标准来帮助人们实现业务流程的集成和智能化，基于 EIM 的方法可接纳这些工具和标准，用来解决信息语义方面的歧义，而这些歧义若不解决将使得对数据的交换、分析和理解变得非常困难。若在某一企业 IT 环境中同一信息有数十种解释，那在全企业通过建立通用解释来消除这些差别将显得极为重要。目前采取的做法是以业务逻辑的语义为基础，用来支持通用的理解、信息的透明性及信息在全企业的通用性。这种方法可以使数据和应用程序实现解耦，从而可以在全企业范围内普遍应用，使数据真正成为一种“信息资产”。这不仅是能使应用程序与时刻变化的数据源及其他应用程序相对独立，同时还使电力企业得以大幅缩减冗余数据源的开销，使得应用系统的迁移变得容易，而且电力企业也不会被应用程序的供应商所绑定。

3.12.7.1 构建企业信息管理框架

对应用系统进行集成将面临诸多问题，从系统开始采购之初就开始出现问题。当某一工程开始采购应用软件时，各供应商即被采购流程所驱动，力争以最低的价格满足用户的需求。每个被采购的系统都有其独特的技术组合，包括所采用的平台技术、数据库、通信系统、数据格式及程序界面等，都可能和其他系统很不相同。电力企业在采购软件系统的时候更愿意选择那些支持工业级标准的界面，但同样重要的是，供应商在发布更新版本的时候应能保证界面风格的相对固定。以这种方式，一旦某应用程序开始集成到电力企业的应用集成环境中，将其升级到未来的新版本将更容易，开发自定义用户界面的费用也会降低，对每一版本的程序进行安装和维护的出错风险也将降低。这能否成功取决于 EIM 在采购之前是否已建设得比较完善，随后的软件采购和集成将严格遵循标准化的流程。

若要制定良好的 EIM 战略，需要各业务部门和 IT 部门把企业的数据和信息当作一种资产，因此它们会努力理解信息产生的机理及信息如何被利用和控制。这种努力包括确定数据的定义、品质评估、完整性、安全性、一致性、访问和生成、管理及集成等各方面的关键环节，这些方面都是相关的，在本质上具有系统性，需要业务部门和 IT 部门共同努力来对其进行理解和范畴划分，目标是构建强壮的模型，可在整个企业范围内发布。这是一个递进的过程，需要有全盘考虑的策略和可做出逐步改进的框架，以确保数据集成的一致性和高效性。

EIM 框架和策略为电力企业构建必要的管理上和技术上的解决方案提供了一个清晰的路线图。EIM 不仅是 SOA 的补充，它也需要由业务所驱动，有助于实现电网运行技术和信息技术的融合，这是智能电网终极实现的关键内容。图 3. 184 所示为一个 EIM 框架实例。

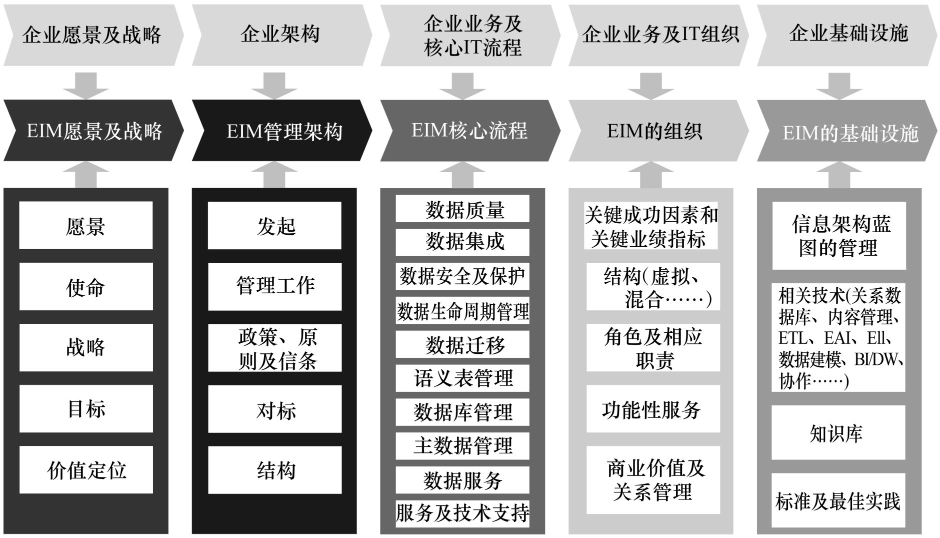


图 3. 184 一个 EIM 框架实例（© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved）

EIM 的核心是企业语义模型（ESM）的建立和应用，可作为企业用来管理和促进业务流程实施的信息资产的逻辑性解释。举例来说，如果在缺少全局性、全生命周期的语义系统设计的情况下就开展某种管理职能，则这种管理将很难带来什么投资回报，因为这大大降低了对一些企业资产进行重复利用的可能。

一个高效的 EIM 允许电力企业采纳各种工业标准［如 IEC 通用信息模型（CIM）］，而更重要的是，它允许电力企业基于对已有应用系统的元数据和模型进行有效组织来构建其自身的信息模型。这对于企业试图建立可重复使用的数据服务是非常重要的，仅靠对 SOA 进行投资是无法实现的[2]。

基本的 ESM 目标包含如下内容：

1）企业由信息驱动：ESM 采用的是企业现有的内部模型、元数据和术语表。现有的模型和通用的术语（无论是否已形成规范的文档）对于 ESM 的构建来说是最为重要的资源。

2）企业拥有所有权：ESM 的所有权属于构建它的企业，包括所有的术语表、语义表及其实现方式。企业对从外部引入新的语义表具有最终话语权。

3）稳定：ESM 必须尽可能保持稳定，确保已建立起来的语义表明确无歧义。

4）不故步自封：从本质上来讲，ESM 不应故步自封，必须允许其内容向更明晰的方向演化，尤其是企业内部的业务信息自身就在演化，或从外部引入了新的信息时更

应如此。

5）公开可访问：ESM 必须允许对关键的业务信息进行公开访问，应公开的内容包括语义表、数据的限制、对被访问信息的抽象、访问特定业务内容时的约束条件等。

6）语义的可追溯性：当企业期望可对语义的演化及企业内部信息或尚未存在于 ESM 中的信息的相关性进行追溯的时候，保证语义的可追溯性是非常重要的。

7）关注工业标准：一个健壮的 ESM 应把遵循工业标准和企业内部广泛应用的语义表结合起来，提供一种机制来系统地利用各种工业标准、模型、数据类型和代码的优势。

8）可采用多个标准：ESM 应能引入多个外部参考模型，甚至允许一个商业实体同时采用多个标准。

9）简洁的企业语义表：通过结合内部的数据源和外部的工业标准，ESM 可以提出一个适用于全企业业务信息的语义表。

10）可应对特定的业务环境：ESM 必须支持在某一特定的业务环境中进行数据交换和信息共享。

11）在所有可能的实现方法中选择最优的选项：只要有可能，就应尽可能采用已有的建模方法，避免重复研发的劳动，也避免知识产权问题。使用别人拥有专利的方法将限制选择的范围，同时也会间接地增加维护和改进的成本。

3.12.7.2 企业语义模型的角色

电力企业需要从分散于企业各处的信息源提炼出语义表，以支持系统开发、集成和分析的一致性。正如图 3.185 所示，通用的提炼企业语义表的方法是建立不同信息源之间的映射关系。需要解决的关键问题包括以下两个：①在不同应用场合寻找同一信息通用语义的困难性；②在信息源间进行映射时可能存在的不同数据格式和变化形式的差异（如由于修正、升级和替换信息所带来的不一致性）。

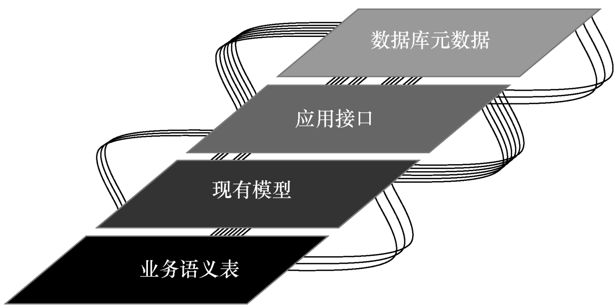


图 3.185 企业中的典型信息源（© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved）

为了解决上述问题，通常会采用满足工业标准的信息模型（见图 3.186）。至少在这些模型刚刚被引入的时候会在企业的语义表中增加一些标准的术语，因此也会带来下述问题：①需要建立和维护额外的语义映射；②理解和使用多个标准将变得更复杂；③不同信息源可能存在不同的格式；④可能存在内部模型易于被外部模型的改变所影响的情况。

由于采用复杂脆弱的 IT 系统，电力企业必须实施更加多变的业务流程，这使得它们往往疲于应对各种计划的制定。这些电力企业现在正打算把它们的投资用在从智能电网设备（尤其是 AMI）所采集到的数据中尽可能获取更多的信息和价值上。为了在

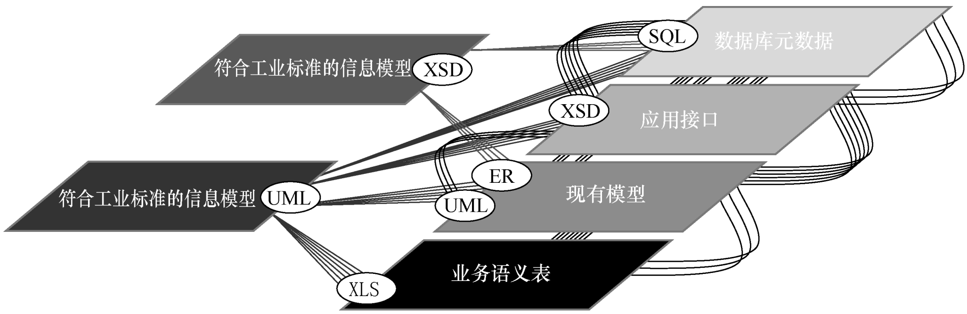


图 3.186　满足工业标准的信息模型的引入（© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved）

电力企业任何地方都能灵活地应用采集来的数据，需要构建合理的架构和策略来决定电力部门如何采集、应用这些数据和信息。这种处理数据的方式使得电力企业必须采用一种整合的策略，不仅依赖 CIM 这样的标准，还需要依赖 EIM 这样的概念，只有这样才能为标准赋予合理的含义。请看美国高德纳公司的表述：

企业信息管理（EIM）是一种针对企业信息资产的结构、安全性、准确性和完整性的组织承诺，目的是为了解决企业内部所有边界两端语义的不一致性，致力于在企业既定的架构和发展策略中实现其技术、运行和商业的目标。

ESM 可提供对通用业务语义进行定义和协调的方法，如图 3.187 所示。ESM 扮演的是一种逻辑模型，所有与语义相关的设计都以之为基础，如集成服务、数据仓库、业务流程的自动化、业务流程的监控和上报等。

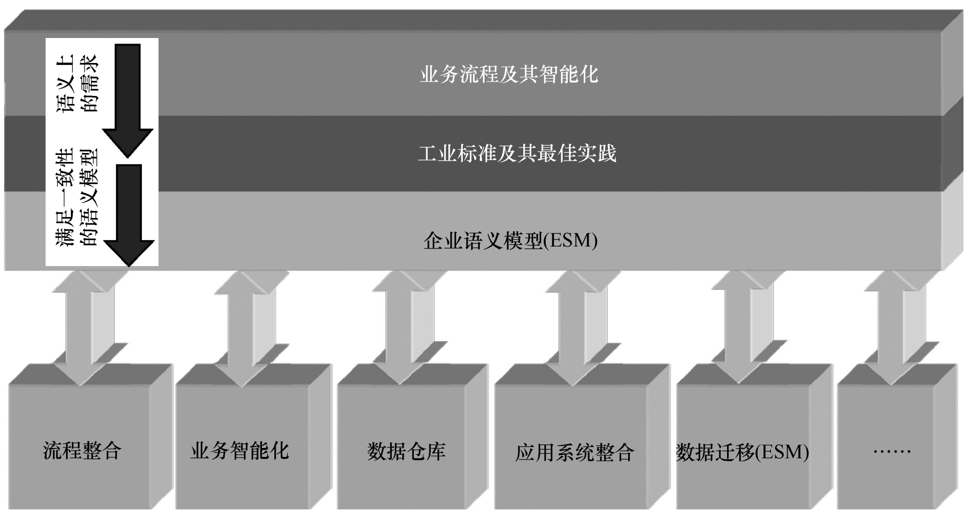


图 3.187　作为通用语言基础的 ESM 的实现

（© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved）

如图 3.188 所示，实现 ESM 的第一步是通过分析和协作确定当前企业中已有的需被建模的概念。这些概念的语义在企业中已有应用，但未形成必要的文档，或尚未表

示成合理的形式。与整个过程的所有步骤一样，被分析的信息应仅出现在相关的领域，分析的深度应与最初的需求保持一致。这一步骤也可“萌生”于已有的参考模型（即CIM）的术语表中。本步骤结束后，所得到的结果可以是一个术语表（不正式）或一个完整的术语词典（正式）。术语表或术语字典的内容是所有业务相关人员取得一致的结果，与业务具体如何实现无关，也就是说术语表可在任何建模工具或开发环境中使用。

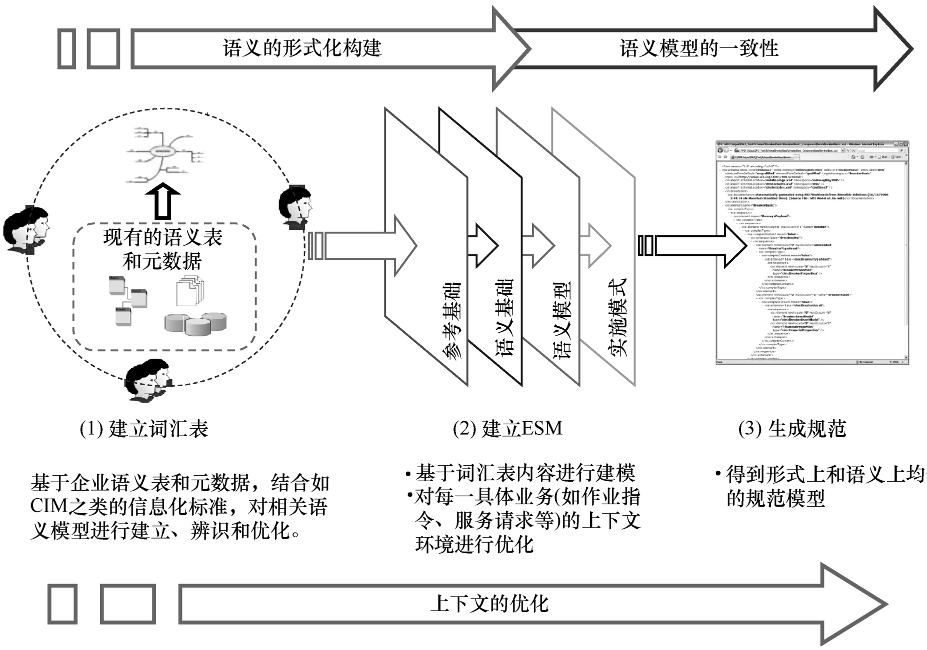


图 3.188　ESM 的开发和部署（© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved）

当选择好了企业内部适用的一系列概念并做出了初步定义后，需要将其规范化到与某项目相适应的程度，项目的团队必须对企业的术语表进行多次讨论以消除任何歧义。只有在企业内部的歧义已经消除之后，才能有效地利用外部资源（如符合标准的参考模型）。在规范化的过程中，企业内部术语表与外部参考模型中的同义词也会被寻找出来，并明确指定最终的选择。

经过规范化的语义表会被传输到适合把初始语义转化成项目所用 ESM 中语义的建模环境中。基于电力企业典型背景需求，人们首选的建模环境是 UML，当然这并不是必需的选择。对于一个特定的项目而言，在对相关语义进行规范化的时候应把握合适的尺度，既不应有超出必要程度的规则，也不应有仅适用于本项目的特殊定义。与特定内容有关的业务实体被认为是项目具体实施的内容，而不是语义表定义阶段的内容。

项目的实施即在本企业中工作的技术团队将获得上述 UML 模型。如果特定项目的需求可在 UML 中定义，那么所谓的项目实施只是简单地意味着对项目所需的业务实体及其实现进行建模，进一步生成具体的组件。不同的项目拥有不同的实施需求。

3.12.7.3　ESM 的架构

企业信息管理的一个主要目标是确保信息在通过不同的技术和业务功能实现的时候能保持语义上的一致性，如图 3.189 所示。图中，无论是处理处于顶部的业务流程模型，还是处于底部的不同系统间相互交互的界面，ESM 的目的都是在其自身的架构内对它们进行精确的定义。这些定义在随后的任何场合都应被恰当且保持一致地使用，可能的应用场合包括业务流程自动化、业务活动监控、业务间的整合、业务智能化、决策支持和不同应用程序的整合等。为了不把当前的包袱留给将来的系统，在处理基于 ESM 的标准化模型与历史遗留的模型或不标准的模型间的关系时，应在必要的时候对模型进行转换。

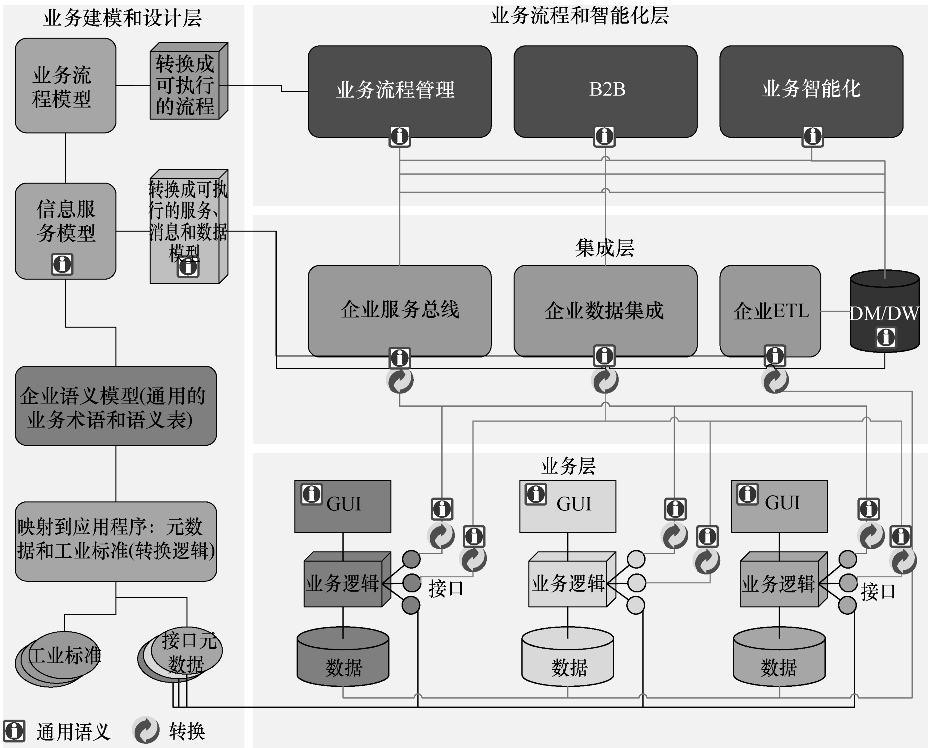


图 3.189　ESM 整合多个信息源的架构视图

(© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved)

图 3.189 还给出了在设计和运行的不同阶段，为了把保持一致性的语义模型引入到企业架构中，需要正确处理的四大模块：

1）业务建模和设计层。通常业务流程的管理和设计都是基于不同项目间的关系，在可能的情况下由一个负责 IT 业务生命周期管理的部门来掌控。人们往往会忽略在设计阶段即引入和管理一致的业务语义表。业务建模和设计层表明业务流程模型会驱动信息服务模型，这同样被 ESM 所支持。所谓信息服务模型指的是在信息交换的过程中

所涉及的服务、操作和消息的集合。ESM 事实上是一系列工业标准、企业内部应用系统的元数据、业务数据及定义的组合，常利用 UML 语言来建立。ESM 的模型可转换成 Web 服务描述语言（WSDL）或 XML 架构定义（XSD）格式的定义，用于信息交换，也可转换成数据定义语言（DDL），用于数据库设计和数据整合。业务流程的输出和信息服务模型可驱动图中右侧所示的运行环境的三个层的活动。

2）应用层。由于在电力企业中应用的商业现货（COTS）软件的数量不断增加，企业对应用系统内部数据和信息如何建模和表达进行描述的能力受到了限制。当企业内部的应用程序需要与其他程序交互信息时，或当其需要向自身的应用程序边界之外提供服务时，应当增强其语义表的一致性。以此为基础，当今的应用程序应能依据实际情况的需求进行配置，用来表达电力企业需要展示的数据，增强在 GUI 中和报表中所用语义表的一致性。

3）集成层。在当今的企业中同时存在多种集成技术。例如，ESB 用于业务过程和服务的集成，而电子数据交换（EDI）以及提取、转换和加载（ETL）用于数据的集成，这两种集成技术往往同时存在于同一个企业之中。引入保持一致性的语义表的关键是让 ESM 同时驱动集成服务（常为 WSDL 或 XSD 格式）的设计、数据服务的设计（ETL 转换）和数据库模型（DDL）。所有这些能确保企业所面对的数据和信息具有一致的表达方式。

4）业务流程和智能层。在业务流程的层面，需要协调多个应用程序，来实现业务流程的自动化和对流程的高效管理。此外，有时还需要与企业之外的应用程序和用户交换数据［如企业对企业的电子商务模式（B2B）］，或将业务数据表达成可进行数据挖掘的形式。所有这些讨论的都是对业务方法（语义）进行一致性表达的必要性。

3.12.7.4 ESM 的信息源

有效的 EIM 方法既允许电力企业采纳工业级标准，也允许其通过组织已有应用程序中的元数据和模型来构建其自身的信息模型。这对于电力企业建立可重复使用的数据服务策略来说是至关重要的，否则对 SOA 进行的投资将无法获得任何回报。很多工业模型都是有用的，但对于多数电力企业来说，ESM 的核心往往是 IEC 的 CIM 模型，其设计初衷就是为了整合不同电力企业的应用程序（遵循 IEC 61968 和 IEC 61970 系列标准）。当然，ERP 和供应链领域的需求已经大大超出了 CIM 的范畴，因此在这些领域需要额外引入工业标准模型或企业的特定模型。为了支持与智能电子装置的通信，IECT 61850 包含了丰富的模型，可被整合到 ESM 中。

CIM 是一个大型的信息模型，若要成功应用 CIM，需要具备系统地采用模型驱动的方法，在应用 CIM 的时候往往会有错误的认识和关注点，下面对其进行了部分阐述：

1）**CIM 过于庞大**。作为一种通用的系统描述语言，CIM 可被看作是一本“足本”的关于电力系统的词典。需要着重强调的是，通常的项目往往只需要用到与其实施相关的 CIM 内容。然而由于这本词典实际的内容要丰富得多，就需要面对与其他相关领域交互时的兼容性和一致性的问题。

2）**CIM 阻碍了改革的进程**。人们往往不愿意浪费时间来重新开发那些在业界已比较成熟的东西，他们更愿意协调现有的东西，而把更多的精力投入到他们需要更新的概念上。这不仅对于那些实施改革者十分高效，对于那些改革者需要与其分享思想的人来说也是十分高效的。电力工业界已经学会了如何采用这些成熟的描述语言。

3）**CIM 太慢了**。这就像在说英语太慢了一样，其实是取决于语言使用者掌握语言的水平及语言传播所采用的媒介。当一个人与其他人进行交流的时候，他必须①向能够理解自己语言的人清晰地传递信息；②作为一个个体，他可以通过多种途径来传输信息，可能选择的途径包括美国邮政服务、电子邮件、电话等多种形式，有时需要借助一些“中间件”，如短信息、文件传输工具或数据库等。

4）**CIM 太抽象了**。事实上，正是由于 CIM 具有相对抽象的特性，才使得它可以在技术持续发展的情况下始终保持专业性和有效性。能够传递明确信息的能力最终将被归结为成功应用通用的系统描述语言的能力。

5）**在实践中 CIM 并不是最佳的数据模型**。对于任何一种特定的需求，人们总是可以开发出比现有任何模型都更适用的新模型。CIM 的开发并不是为了满足某一特定的需求，而是为了对一大类松散的应用程序集合进行整合。因此，出于应用程序间交互的目的，目前并不存在一种“超级”模型，这种模型也很难开发出来。

6）**CIM 实现起来太困难了**。专门的模型往往侧重某些特定的目标，并使用特定的实现技术。如果这种实现方式从不用与其他系统相交互，那实现起来还是比较简单的。由于 CIM 是一种技术上相对中立的信息模型，使用 CIM 的确需要遵循特定的流程，在特定的应用背景下对通用的信息模型加以限制，然后派生出恰当的设计模型。长期以来 CIM 社区一直致力解决这一问题，目前已经有很多工具可以实现这些流程的自动化。[3]

基于前面提到的诸多原因，一个项目组若想正确合理地应用相关的工业标准，需要付出大量的时间和精力，只有这样才能理解所有必需的技术细节。在实施过程中进行协调有助于降低成本和风险，设备制造商或行业用户组（如 UCAIug）往往会做出这种协调。

3.12.7.5　EIM 总体规划的建立和部署

图 3.190 所示为 EIM 发展战略及其路线图，包含 10 个步骤，以及实现一个企业内部通用的语义架构及评估 EIM 投资需求的关键活动、关键步骤和需关注的其他问题。

图中所描述的图景是战略性的，要想使其真正得以实现需要一些战术性的措施，而且应足够灵活，以确保能满足电力企业短期和长期的发展需求。通常建议先启动步骤 1 和步骤 2，对其结果进行评估，随后对剩余的步骤做必要的修正[4]。

3.12.7.6　EIM 带来的效益

EIM 能把原始的数据转换成信息、智力、知识和智慧。既然信息系统对于商业活动的成功是至关重要的，那么对信息必须从整体上进行管理。总结来说，EIM 能带来的效益包括以下几方面：

1）使电力企业可以改善数据的品质及信息的准确性和兼容性，电力企业有责任、

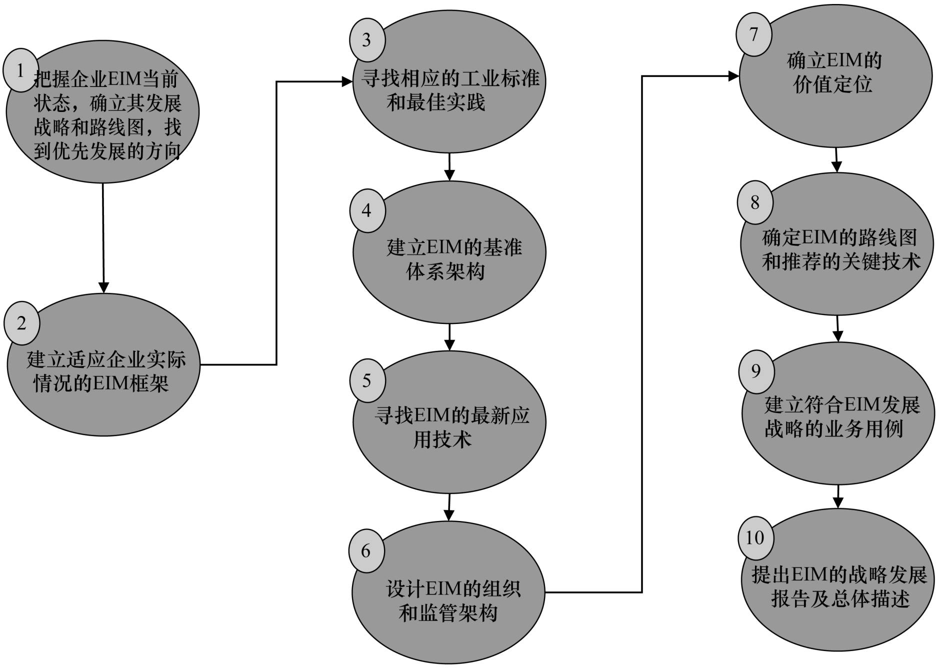


图 3.190　EIM 发展战略及其路线图（© Copyright 2012 Xtensible Solutions. All rights reserved）

有义务来做到这一点。

2）允许电力企业建立长期保持不变的数据语义表。

3）改善电力企业业务流程和日常运行的效率和执行力。

4）为电力企业提供了应用商业软件包时规避风险、绩效最大化的策略和技术。

5）减少系统集成的次数和工作量。

6）使不必要的数据冗余和数据量增加量可控。

7）使业务流程的整合更加灵活、更加容易量化。

8）改善数据的品质、完整性、兼容性、可用性和可获得性。

9）使对 SOA 技术所做的投资收益最大化。

10）是企业整体架构的关键组成部分。

11）为企业主要应用程序的部署和应用提供了指南和帮助，确保 SOA 的实施和对信息的管理保持一致。

3.12.7.7　运行技术系统和信息技术系统的集成

数据集成项目需面对的一个关键问题是，找到并对将要被集成的数据做充分的理解。人们往往会发现，在进行某一项特定的应用程序集成的时候，在企业内部的所有数据源都找不到所需数据。而在其他一些情况下，为了理解不同数据源中对应数据在语义上的相关性，并将其以合适的形式发布到相应的应用系统，人们往往需要付出巨大的努力。当前应对这些问题的工具还相当不成熟，为解决这一问题，一方面需要在

整个企业范围内构建一个存储元数据的基本框架，另一方面需要一些增强的工具，使得人们可以轻易地在不同数据源间达成信息语义的一致性，并对这些信息进行长期的维护。

当前出现了一种对运行技术（OT）系统和信息技术（IT）系统进行集成的趋势，即对“业务”程序和“后台辅助”程序进行集成，但是当前仍停留在采用不同的集成方案的阶段，如图 3. 191 所示。

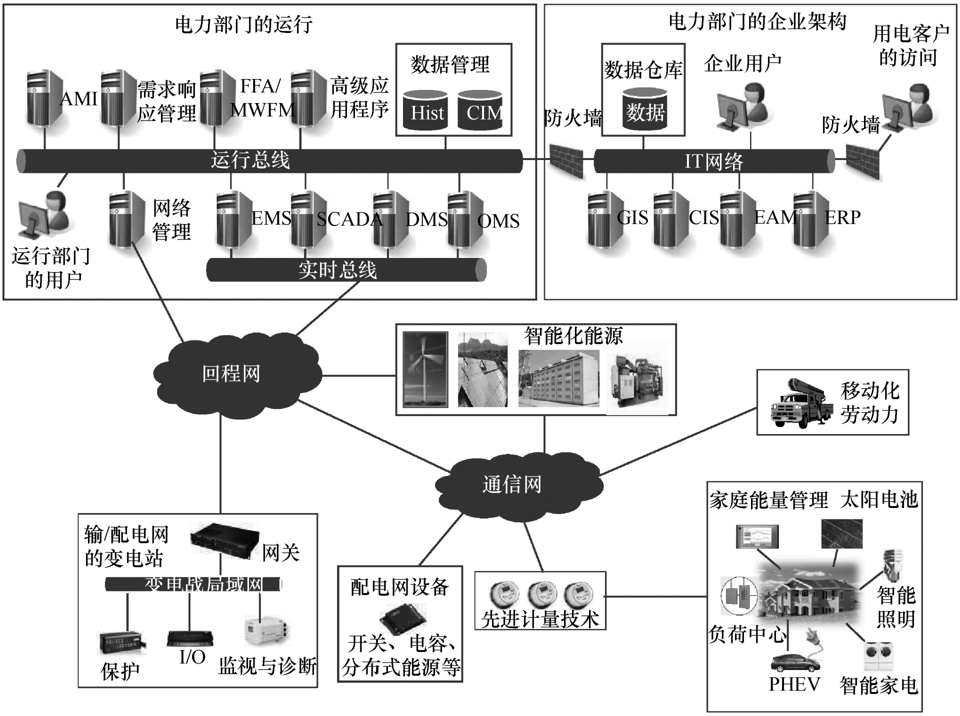


图 3. 191　电力企业运行技术系统和信息技术系统的二元化架构

（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

在传统的电力企业中，IT 系统和 OT 系统处于不同的地位。从运行的角度来看，电力企业需要对电网进行有效的运行、监测和控制，确保电网运行在允许的可靠性、电能质量和经济性范围之内，其运行状况满足电力监管部门的法规要求和电力业界组织所提出技术方面的要求。在美国，相关的电力业界组织包括 NERC、公共事业委员会及 FERC 等。

电力企业的运行部门对电网中的所有资产和基础设施进行管控，包括发电机组、输电系统、变电站、配电网、馈线和电表等，通过继电保护、断路器、刀闸、调压装置、电容器组投切装置和馈线保护装置等实现对设备的监控。受制于电力系统的本质特性，必须对基本电气元件进行快速准确的监控。因为电能传输是非常快的，而且发电功率、用电功率和网损必须时时保持平衡，只有这样才能确保电力系统正常运行。

电力系统在运行时遵守欧姆定律、基尔霍夫定律和其他相关定律。所有这些决定了电网运行部门的目标如下（按重要性的优先顺序）：

1）保护电网自身。避免由于故障导致昂贵的设备或基础设施发生损坏。

2）保证电网正常运行。避免发生供电中断或大范围停电事故，尽可能满足用户的用电需求。

3）降低电网运行的成本。确保以经济性最优的方式来满足用户用电需求。

电力企业借助高效的 OT 系统来实现上述目标。

从经济活动的角度来看，电力企业的职责是制定决策、开展能源规划、制定作业计划、对资源和资产进行配置、对所有有助于实现电网运行目标的行为进行支持。这些行为包括电量交易、一次能源的采购、派遣现场抢修人员和客户服务等。企业层面的决策制定往往（直接或间接地）涉及电力企业内部的不同部门，如派遣一支现场工作组去抢修一台变压器涉及现场作业（人员和抢修车辆）、财务、人力资源和库存/仓储管理，当检修任务影响到终端用户时还会涉及客户服务部门。由于在制定任何决策或工作计划时都会涉及企业的多个部门，就要求电力企业拥有一个在企业层面高度整合的系统架构，这一框架依赖强有力的 IT 设施来加以支持。

IT 在电力企业做出有效决策的过程中扮演了重要角色。为了提高业务职能部门日常活动的效率，IT 部门往往会提供如数据和应用程序集成、业务流程智能化、可运行复杂算法的硬件能力、地理信息展示、工作流的协调配合、报表自动生成等服务。

下面的几小节描述的是整合 OT 系统和 IT 系统的主要商业驱动力、价值和可能面临的阻力（见图 3.192）。

3.12.7.7.1 OT 系统与 IT 系统整合的价值

降低运行成本。将运行系统和商务系统集成起来后，电力企业可以通过下述方式来降低其运行成本：业务流程设计的优化；开展主动检修活动，降低事故成本；改善投资效益；降低因电力设施失窃带来的损失；大幅度提高人员的生产率水平。

降低营运资本的成本。系统的集成可帮助电力企业通过下述方式降低营运资本的成本：对生命周期结束的设备进行更好的管理；延缓负荷到达峰荷的时间；支持分布式发电的接入；提高已有资产的运行性能。

增加可靠性和营运效益。经过系统集成，电力企业可通过下述方式提高营运效益：更好的客户体验；对资产利用率的更准确预测；供电能力的提高；计划外中断供电/大范围停电时间最小化。

不同专业人员劳动力的整合。经过整合的解决方案使得电力企业中的管理人员、运行人员、规划人员和后勤保障人员第一次真正像一支团队一样工作，因为他们访问的是同样的数据；这使得所有人员都了解企业的整体发展目标，以及他们各自在各种业务活动中的表现。

促进电力企业采用最佳的技术，实现更高的劳动生产率。关键的业务人员可以访问到企业层面的数据，将对数据的人工干预降到了最低。展现在人们面前的是关于电网及其资产的完备且实时的信息，人们可以轻易访问其所有功能和数据。这将带来高

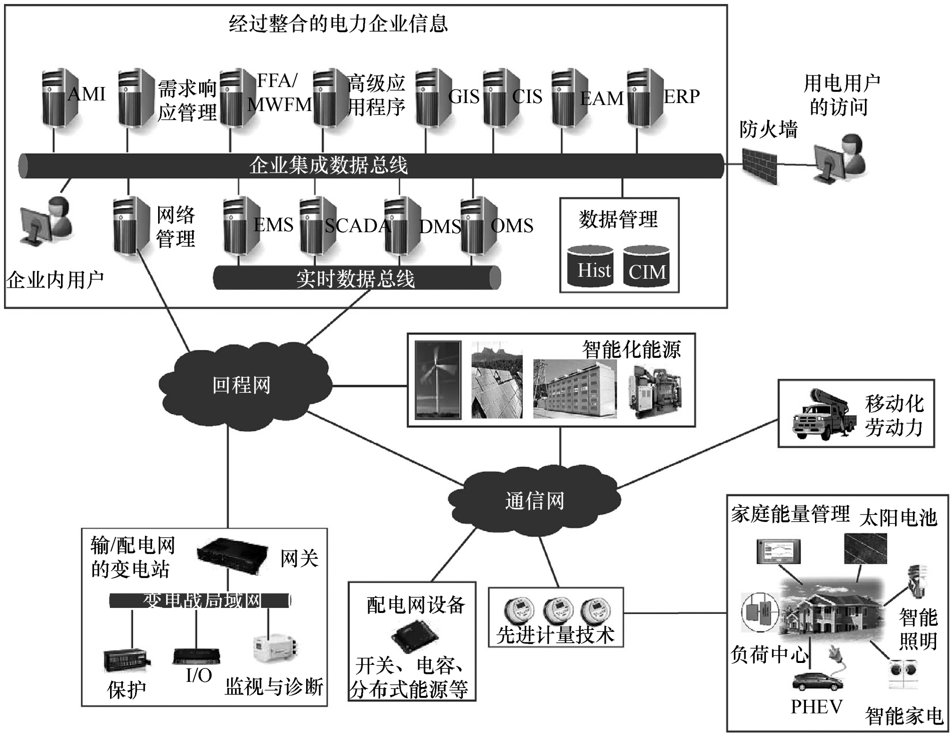


图 3.192 对电力企业的 OT 系统和 IT 系统进行整合

（© Copyright 2012 GE Energy. All rights reserved）

品质的决策制定和更高的劳动生产率。

兼容性。随着不同的系统整合到一起，系统的使用者将看到一个高度一致的对电网当前运行状态的三个维度的展示，既包括实时的决策制定，还包括战略性规划和电网运行的优化方案。在整合的应用程序中采用通用的数据模型可以使对数据的维护和保持其完整性变得更加容易，这将直接为这些应用系统的技术支持部门带来明显的效益。

满足用户的期望。用户期望得到供电部门提供的可靠且持续的高品质服务。系统整合的解决方案支持这些需求，并能促进这些需求得以实现，即使当发生强烈雷雨天气的时候也能确保所提供的服务。如果用户能了解与事故有关的实质性的信息，尤其是能知道停电的大致持续时间，他们往往就会不那么沮丧。经过整合的系统能确保这些信息快速到达用户。

提高服务质量。传统工具的集成（如电压无功的联动控制）可帮助电力企业改善供电质量和电网运行的性能，有效降低网损。

改善电力监管方面的表现。高度整合的系统对于公共投资的监管也是非常重要的，人们往往需要对电网中发生的所有事件进行监控，并追踪他们对公共投资究竟有何影响。实现这一目标的关键在于整合后的系统能提供一种精确且可进行审计的评价体系，只有把一系列应用系统中的数据经过整合并展示给监管者才能做到这一点。此外，对

于电力企业而言，时刻把握企业中任意资产的性能和任意人员的绩效也将变得越来越重要，相关系统应能采集和汇总有关的数据。

业务结构调整的需求。应用系统的设计应能满足企业业务结构调整的需求，即应能适应企业间的并购、收购、内生性发展和企业业务的分解等情况。通过部署灵活、产品化和开放的应用系统，电力企业可将在电力市场纷乱的相互关系中明确自身的定位。例如，电力企业建设了能适应原有 SCADA 通信协议的 DMS 系统，则可以启动一种新型的经过整合的业务流程，原有的 SCADA 系统仍能正常运行，应用系统的用户界面和操作都不受影响。

应对媒体的需求。随着电力系统运行得越来越接近极限，在用电高峰时段发生的停电事故将遭受越来越多的公众和媒体的关注，这不仅对电力企业自身有不利影响，而且对大型工业化国家的 GDP 都会有影响。通过电力企业应用系统的合理整合，可以提供更好的决策支持工具。这些工具可利用更大规模和更佳品质的数据，从而使电力企业在计划停电或非计划停电期间都避免受到媒体的过分关注。

3.12.7.7.2 面临的障碍

安装部署极其复杂。把电力企业的一整套业务系统都集成在一起是一个极其复杂的任务，要求所有的应用程序在保证开放性的同时也能确保其安全性，因此需要各种应用程序更加产品化、足够灵活，能够满足用户的整体需求。智能电网的基础一定是一个基于开放系统的复杂的架构，能有效地把各种智能设备和数据通信网络整合起来，构成一个涵盖整个电网的分布式计算系统。

采纳已有的标准并不容易。尽管近年来出现了一种把智能电网技术、规约和架构标准化的趋势，要想真正引入这些标准仍需解决各种各样具体的问题。即使已有现成的标准，所做的系统集成也可能因具体情况不同而有所差别。出于这一考虑，所有的应用系统都从同一供应商来采购是比较合理的，因为这能保证在不同应用系统中对同一标准的解释是相同的。

集成后系统的性能和可用性的问题。在系统的性能和可用性方面，以往人们对实时控制系统和后勤保障系统的要求是不一样的。当把两者整合在一起之后，就需要考虑从后勤保障系统中获取数据的可用性问题。从长远来看，随着硬件设备性能和可用性的不断提升，这种问题将渐渐变得不那么重要。

业务流程方面的问题。关于业务流程和技术方面的问题一直处于争论之中，先进技术往往对企业的发展起促进作用，但业务流程总是会滞后于这一发展。一个常见的例子是在应用系统中使用统一的电网模型的概念，这要求主要的数据仓库必须及时对电网模型进行维护和更新，这样才能保证实时电网模型总能精确地反映现场的实际情况。

数据采集总量和速度方面的问题。随着通信网络方面的技术发生了翻天覆地的变化，而且目前获取巨大体量的数据已成为可能，为了辅助应用系统做出快速且智能的决策，到底需要采集多大规模的数据也成为一个问题。

对电力企业发生的变化进行管理的问题。也许在人们对系统进行集成的时候最重

要但被提及最少的问题是对电网进行管理的理念发生了变化。由于在电力企业的各个方面都把安全性放在做出决策的核心位置，以往电力工业界在接受和采纳新的技术和新的业务流程的时候都采取相当保守的态度。管理理念发生变化的概念描述了在电力工业界每一个体、每一团队和每一个电力企业都发生的结构性变化，也就是人们对如何使电力企业从当前状态发展到期望状态的观念发生了变化。简言之，所谓对变化进行管理指的就是对电力企业中人的方面发生的变化进行管理。

随着智能电网理念的发展，出现了以下两个重要的新问题：

1）出现了将新型设备或功能引入电网，并确保它们在电网中可能出现任何复杂的运行状况时均“保持待命”的需求。这里所说的新型设备和功能包括电动汽车、需求侧响应程序、家庭局域网、分布式发电（包括太阳电池）和大规模可再生能源（尤其是间歇性能源，如风电）发电的接入。

2）近乎实时地管理超大规模“新”数据的需求，这些数据可由电力企业内部的运行和管理部门访问，数据可能来自于遍布在输配电网各处的新型设备和新型传感器，也可能来自于计量装置（AMI）、充电站（用于电动汽车）、家庭局域网及其他数据来源。

电力企业的运行和管理部门都会面临来自于基础设施、通信、业务流程及试图解决上述两个新问题时出现的新情况等各方面的挑战。当前人们第一次真正需要把电力系统的实时运行与商业方面的决策制定结合在一起时，上述两大类部门的有效整合不仅可以解决前述各种问题，而且更重要的是，可以使电力工业以前所未有的面貌出现在世人面前。

在智能电网的概念中人们声称，如果允许前面提到的各种新设备和新功能进入电网，将显著提高电网运行效率、降低运行成本，同时使电网对环境更加友好。IT 系统和 OT 系统的实质性整合不仅有助于这一承诺的实现，同时还使能源价值链中加入更有价值和更高效率的环节成为可能。

确保数据在不同应用系统间流动时保持高度一致性的挑战始终存在，这在各应用系统刚刚开始建设就已出现。很少有公司能在采购的应用系统真正投入运行之前就先建立起高效的企业层面的基础性 IT 架构。具有讽刺意味的是，企业评估出的最低成本往往就是产品实际的采购价格。实际上，若这里的架构设计得很差，或仅有临时性的设计方案，将为后续阶段程序的应用留下隐患，事实上会增加程序应用的成本。当某项目需要采购一些应用系统的时候，软件供应商往往会受采购流程所驱动，以最低的价格来迎合采购方的成本需求。每个被采购的系统都有其独特的技术组合，包括所采用的平台技术、数据库、通信系统、数据格式及程序界面等，结果是同样的信息被反复存储在电力企业的不同应用系统中，并分别对其进行维护。这最终导致系统集成的无序状态：重复的逻辑，重复的数据，重复的工作量，新的需求很难加入进来，缺乏从已有服务中构建新的应用功能的能力，以及各应用程序缺乏对具体业务流程的直接支持。这种系统集成的无序状态还将进一步导致成本的增加和应用系统灵活性的降低。成功的系统集成依赖把信息当作企业资产的一部分，对其进行系统的管理。

在智能电网框架内人们可在一个新的层面上进行横向思考：该如何处理巨大规模的数据，以及如何让这些数据在所有企业应用程序中共享？毫无疑问，运行数据的共享和交换可产生协同作用，能促进不同应用程序的集成，最终实现一个技术应用的通用平台。目前数据在不同应用程序间的共享多数还只能以“点对点”的形式实现；不同的应用程序仍然相互独立，参与集成的系统数量增加，则集成的复杂程度也会显著增加。随着智能电网的进一步发展，将出现新一代高度集成的应用系统，这些应用系统可由企业层面的平台和集成框架来支持。永远都会有把新应用系统与老系统相集成的需求，将来这通常都由标准化的集成适配器和服务来实现，以大幅降低集成所需工作量。

人们通常所认为的所谓运行系统或实时系统（如 SCADA、DMS、OMS 等）的界限正在变得越来越模糊，因为所有的应用程序都将最终融合成一个单一的高度集成的企业级解决方案。类似的，那些“非运行系统”目前被看作是“后勤保障”系统，将来可以轻易地与电力企业的运行系统相集成，因此数据可在电力企业内部所有的运行系统和管理系统中自由传递。借助于通用的标准化数据模型和集成化架构，电力企业可以通过数据共享和应用程序的功能及性能的提升来实现更多的协同作用。这种企业层面的集成将为电力部门在将来运行和管理的模式带来令人惊奇的影响——这被认为是智能电网能实现的终极天堂。

3.13 高级智能电网应用中的高性能计算

Yousu Chen，Zhenyu（Henry）Huang

电网发展至今已有 120 多年的历史，但与已经过去的一个世纪相比，电网在未来的 10 年将可能经历更为翻天覆地的变化。尤其是随着可再生能源、智能负荷控制、电能存储和插电式混合动力汽车的广泛发展，电网的工作原理和主要元件都会发生根本性的改变。在有利的公共政策影响下，如美国加州力图到 2020 年实现 33% 的电能由可再生能源提供，这场变革将会加速推进。在未来的 10 ~ 15 年，预计超过 15% 的电能由间歇式可再生能源提供，而超过 15% 的负荷将受到电网的状态和激励信号的有效控制。除此以外，分布式电源可以直接为配电网供电，电动汽车也能同时扮演着移动的电能使用者和电能提供者两种角色。传统的发电、输电、配电、用电的单向潮流将彻底改变为双向潮流的形式。这必将导致电网具有前所未有的随机运行方式及动态特性。可见，要规划这样一种电网并使之足够稳定和有效地运行确实不是一件容易的事情。

随着智能电网的发展及智能传感器和测量器在电网中的大规模应用，电网的信息架构也要随之发生变化，以满足大容量数据传输的需要。数据源及数据量的激增要求智能电网的实际应用中需要具备数据采集、过滤、分析和处理的能力。尤其是智能电网的运行程序应能够快速地处理数据，以满足实时监测、控制和保护系统的要求。智能电网的传感器和测量器不仅产生了海量的数据（估计有数以百万计的数据），同时也与传统的电网测量设备有着本质区别。例如，使用较高采样率（每秒 30 个采样点或更多）的传感器可以使输电网的动态监控更为精确。在配电系统和终端用户上，其他类

型的传感器也将得到更为广泛的应用，从而对电网的需求提供一个明晰的依据。在传统的单向功率流动的情况下，只需要有限的数字量就可以运行和管理传统电网。然而，未来的电网却同时通过双向的信息流来监控双向的功率流，这既需要从根本上改变信息的生成、传递和管理的方式，又同时（甚至更为重要）改变如何利用信息的方式。就大量的数据捕捉和处理而言，目前所遇到的挑战是如何善用这场信息革命。若不重视这个难题就难以实现智能电网的变革。

为满足实现更高可靠性和更优资源利用率的需要，需要引进新的计算技术和计算工具，包括高级算法和能够实现大规模建模、仿真和分析的计算硬件。高性能计算被认为是解决智能电网在规划和运行中所遇到的计算难题的根本手段之一。高性能计算涉及高级算法、并行计算及能够处理数据分析、建模和软件程序中复杂计算的计算硬件等方面的应用。

电力系统应用朝着高性能计算方向发展，一方面是因智能电网自身发展的需要，其次也是受计算机发展的推动。计算机处理器从 1997 年的 300MHz 到现在的 4GHz，在过去的 10 多年中得到飞速的发展。然而，在目前 CMOS 处理器技术的温度限制下，单个处理器的速度（如时钟频率）已经发展到了瓶颈，不再遵从摩尔定律。为进一步增加处理器速度，计算机供应商提供了多核处理器，其中的每个核的性能相当。在这种趋势下，从小到只有几个核的笔记本电脑到拥有数百上千核的大型高端机，基本所有的计算机都成了并行计算机。基于传统的串行编码而设计的电力系统分析软件适用于只有单核处理器的计算机，在多核计算机上一般也只能单核运行。过去由于最新发布处理器的性能提高和时钟频率的增加使得串行程序更具优势，但这种情况在今天已经不复存在了。软件的任何性能改善都需要通过多核处理器的并行计算来实现。可见，急需对电力系统分析软件在并行计算的平台上重新进行并行化设计。只有采用并行技术的分析软件才能高效利用具有多核处理器的并行计算机。

3.13.1　智能电网中的计算挑战

电网的规划和运行很大程度上依赖建模与仿真。由于电网的规模庞大、结构复杂，能进行的系统物理仿真实验比较有限，多数情况下是不太容易实现的。仿真手段几乎成为理解大规模电力系统的行为、控制方法或运行方式对系统影响的唯一方法。仿真要求使用精确的等效模型、态势感知的实时数据及支持即时执行的计算算法和硬件。状态估计就是具有这样一种仿真功能的典型例子，通过结合系统模型和测量数据，利用数值计算方法来提供电网的实时信息。一般的状态估计法每隔数秒从 SCADA 获得遥测数据，并根据当前电网结构和某一理论潮流模型来推算出完整的电网状态。状态估计除了提供了当前电网的状态信息，还能提供如故障分析、最优潮流、经济配电和自动发电控制等其他关键功能，如图 3.193 所示。

分析图 3.193 所示的功能需采用复杂的数学算法，并结合最优化网络理论（见图 3.194）。考虑到很多电网的规模庞大，所有这些数学问题需要相当的时间进行计算求解。电网运行时的计算效率较低，在恶劣的条件下无法使电网运行做出及时的响应，因而在数秒的时间内将导致电网的失稳和电压崩溃。

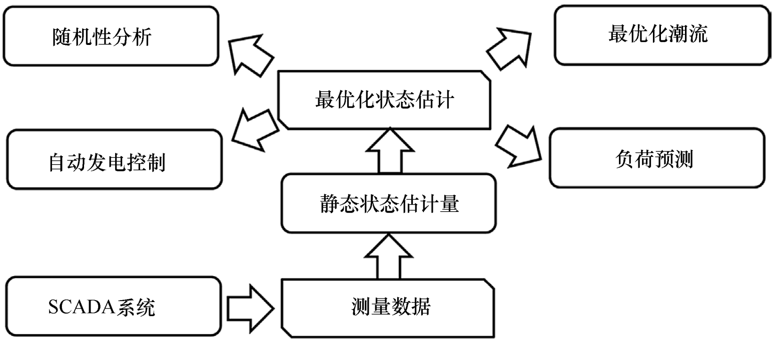


图 3.193 实时电网运行的功能结构图（来自 chen，Y. et al.，An Advanced framework for improving situational awareness in electric power grid operation，proceedings of the 18th world congress of the International Federation of Automatic Control（IFAC），Milano，Italy，August 28-September 2，2011）

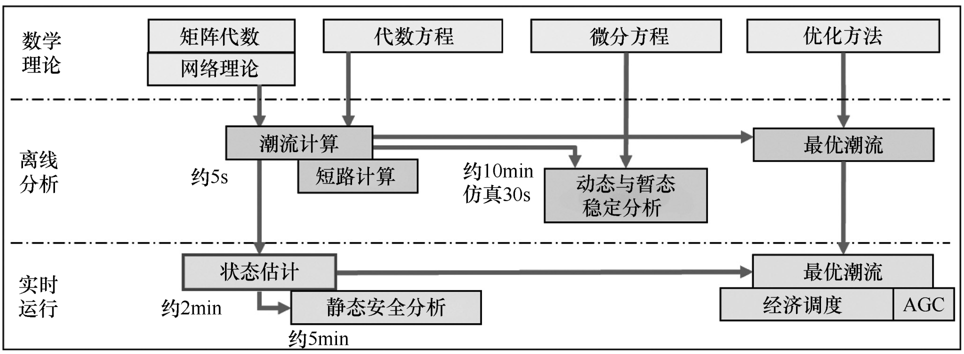


图 3.194 电网计算范例（来自 Huang Z. and Nieplocha，J. Transforming power grid operations via high-performance computing，Procceedings of PES-GM2008—The IEEE Power and Energy Society General Meeting 2008，Pittsburgh，PA，July20-24，2008）

智能电网的高级应用带来了大量数值计算上的难题。一方面，信息革命使完全掌握信息系统中更为庞大的数据成为可能。问题是需要实用的计算平台来处理这些数据。另一方面，电网的变革为电力系统引入了新的动态和随机特性。对这样一种智能电网的仿真则需要更为强大的建模技术和计算工具才能够求解这些模型。数据、建模和计算的复杂性带来了一些计算上的难题。

3.13.1.1 数据的复杂性

现代电网的初始实时运行数据来源于 SCADA 系统，通常的扫描频率为每几秒钟一次。未来的电力系统将包含数以万计的智能传感器和智能电表，它们的数据传输速度从每几秒一次到每秒多次不等。与传统电力系统的网架结构相比，这些新的传感器和电表会产生大量的数据。其中同步相量测量装置（Phasor Measurem Unit，PMU）是传感器中的重要一员。PMU 一般以 30Hz 的数据率产生高速的时间同步测量信号。当前在

北美大约安装了 250 ~ 300 个 PMU（见图 3.195），主要的 PMU 是由 NASPI、能源部及北美电力可靠性委员会提供的。随着整个相位测量系统在未来北美电力系统中的发展，相位测量数据量将以每天数 TB（10^{12}B，即 10^{12}字节）的速度增加。考虑如下分析：

$$N_PMUs \times N_Phasors \times N_Bytes \times N_Samples \times 24h \times 60min \times 60s = (50000 \times 8 \times 4 \times 30 \times 24 \times 60 \times 60)\text{B/天} = 4.15 \times 10^{12}\text{B/天} = 4.15\text{TB/天}$$

式中，N_PMUs 为系统相位测量仪总数，根据北美电网的输电网母线的数目约为 50000 个；N_Phasors 为每个相位测量仪产生的相位数目（假设为 8）；N_Bytes 为每个相位频率的字节总数（假设为 4）；N_Samples 为数据采样速度，约为每秒 30 个采样点。如果考虑其他数据，如时间戳和更高的数据率，那么数据量将增加几倍。

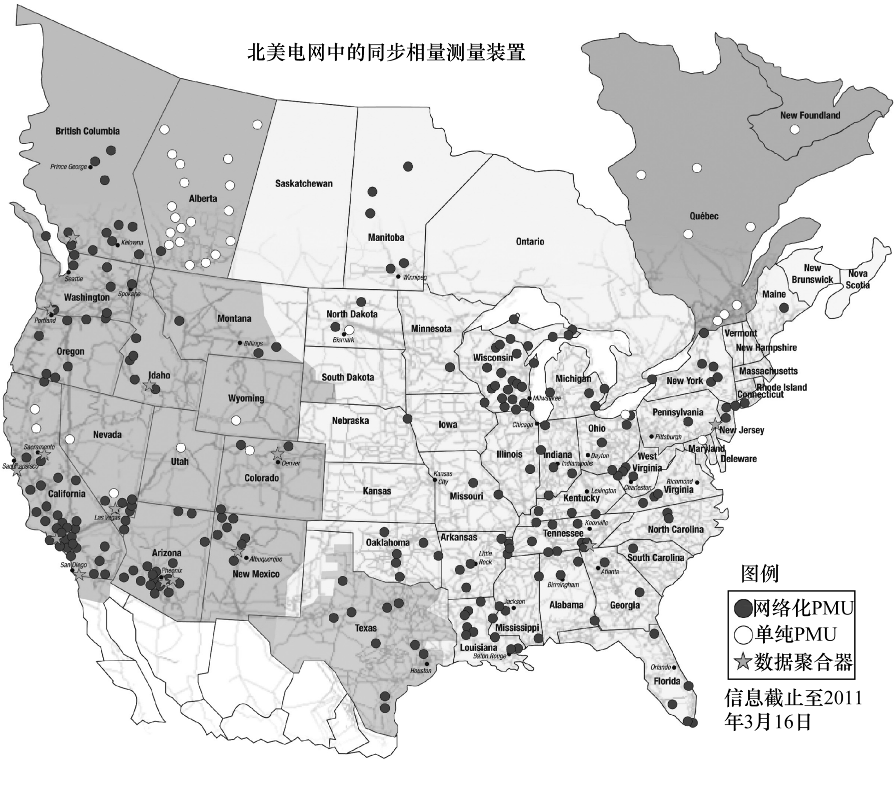


图 3.195　北美电网中安装的 PMU（来自 North American Synchrophasor Initiative（NASPI），Current PMU locations-Map of Networked PMUs，https：//www. naspi. org/site/Module/Resource/Resource. aspx）

另外一种重要的数据是智能电表数据。智能电表数据可通过自动抄表技术和先进计量体系等技术手段获取。除了用于计费的电能测量以外，智能电网强化了对配电网规划和运行的考虑，同时也帮助需求管理的改善。在美国电网中已经安装了数百万个智能电表装置。在美国，2009 年提出的救市方案通过各种智能电网投资拨款项目和智能电网示范项目来加大投资。智能电表的发展会使得数据量大增（见表 3.14）。美国的

用电家庭超过了一亿四千万户，如果各家各户都装有智能电表，即使在今天相对低速的数据采集率下（如几分钟一个采样点的速度），智能电表数据的规模也会在一年的时间内变得十分庞大。

表 3.14 一年内智能测量电表数据估计总量

户　　数	100	1 千户以上	1 万户以上	10 万户以上	50 万户以上	1 百万户
压缩后数据量	2.5GB	38.5GB	366.3GB	2.9TB	13.6TB	27.3TB

数据量的增加带来了两方面的挑战：数据体量和数据传输速度。电网的规划人员和调度人员需要对大量的数据进行快速的检索和分析。电网调度人员需根据获得的数据做出及时的决定，因此数据需要在很广的地理区域内以非常短的时间进行传输和管理，同时分析这些数据也需要高效的计算性能来适应庞大的数据量和高速的数据传输率。采集、分类和处理实时数据的要求导致了大量问题的产生，而这些问题对数据密集型计算任务提出了严峻的挑战。

3.13.1.2 模型的复杂性

目前的电网模型主要是根据基于第一性原理⊖的方法来描述电网的连通性和输电等级（69kV 及以上）的相关参数。对于一个互联的系统来说，一般电气元件的数量级为 10^4。当只对输电系统进行建模的时候，一般假设挂于低电压等级电网（配电网）的负荷为无源设备，而且其主要特性都是可预测的；为考虑电压稳定行为辨识研究，配电网则用简单的模型来最大程度地近似等效。

随着智能负荷和分布式发电（尤其是小型风机和屋顶式光伏电池板）的投入使用，上述假设便不再成立。智能负荷对电网的动态特性和激励信号起着重要的贡献和响应作用，同时电能在输电网和配电网中双向流动，而在传统的典型电网中电能只能单向流动。这突显了对电网中一些较低电压等级元件建模的必要性。然而，配电网的建模会使系统的模型阶数大增。图 3.196 所示为电网建模复杂性示例，显示出在不同等级下电网的复杂性和设备数目。

当计及这些待建模设备的总体数量和复杂性时，显然传统的基于第一性原理的建模方式已经不再适用。例如，通过电热转换方程，对美国超过 2 亿家庭用户和商业用户制冷元件进行建模已经不太现实了。必须提出一种新的建模方式，既满足更高的建模精度，同时又能保有求解模型的有效性。需要在统计方法和特性建模的方面探索能表征智能电网设备的随机性和不断增强的人为干涉程度的有效手段。建立的模型要统一起来以满足数学上和数值上的求解。即使模型统一后，模型中的元件数目也不可避免地随之增多，可能增至 $10^4 \sim 10^5$ 的数量级。例如，美国建模和验证工作组对综合负荷模型进行了改进。美国西部电力协调委员会将传统的单元件负荷模型扩展为十元件负荷模型，其中包括了一个变压器、一条馈线、四台不同类型的电动机、一个电子负

⊖ 第一性原理建模指的是用框图模型来表示已知的描述系统动态的微分代数方程组。

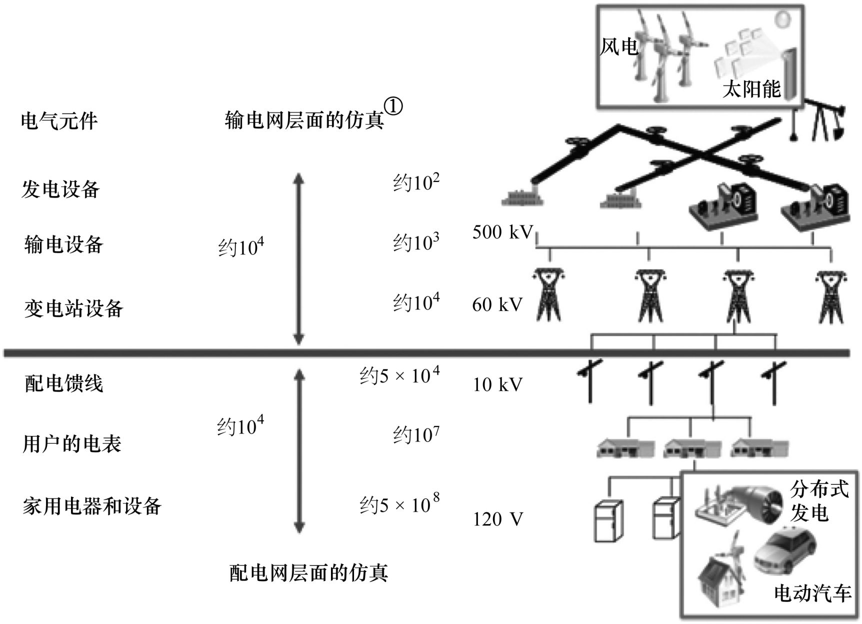


图 3.196　电网建模复杂性示例（感谢 Pacific Northwest National Laboratory，Richland，WA）

① 美国西部

荷，一个 ZIP（恒阻抗、恒电流和恒功率）负荷和两个电容器。考虑了传统的集中式发电厂和分布式能源的动态模型，模型规模将会以 10^6 的规模增加。

3.13.1.3　计算的复杂性

本节所说的计算复杂性是指用于求解特定模型方程所需的数值运算的阶次。大写字母 O 表示计算复杂性的量度，以反映求解指定问题所需要的计算量。注意到其中不考虑所需的计算机内存。

下列为电网建模和分析中的一些主要方程，并列出了用标准算法求解这些方程的计算复杂性。这些方程用于潮流计算、静态稳定分析、状态估计、动态仿真和动态安全性分析、小信号稳定和动态状态估计。在计算复杂性表达式中，各符号所代表的含义如下：N 为变量数；M 为测量的数目；m 为开环阶跃数；a 为基本矩阵的稀疏度。

3.13.1.3.1　潮流计算和静态安全性分析

$$\begin{cases} P_i = |V_i| \sum_{j=1}^{N} |V_j| (G_{ij}\cos(\theta_j - \theta_i) - B_{ij}\sin(\theta_j - \theta_i)) \\ Q_i = -|V_i| \sum_{j=1}^{N} |V_j| (G_{ij}\sin(\theta_j - \theta_i) + B_{ij}\cos(\theta_j - \theta_i)) \end{cases}$$

$$O[m(aN^2 + N^2\log N)] \qquad (3.1)$$

式中，V_i 和 θ_i 为母线 i 的母线电压和相角；P_i 和 Q_i 为注入的有功功率和无功功率；G_{ij} 和 B_{ij} 为线路 ij 的电导和电纳。

3.13.1.3.2　状态估计

$$\boldsymbol{z} = h(\boldsymbol{x}) + \boldsymbol{e}$$

$$O[m(aN^2M+N^2\log N)] \tag{3.2}$$

式中，z 为测量量向量；x 为状态量向量；h 为测量量与状态量之间的函数；e 为残差。

3.13.1.3.3 动态仿真与动态安全性分析

$$\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{x}}{\mathrm{d}t}=f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}),\ 0=\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})$$

$$O[N+m(aN^2M+N^2\log N)] \tag{3.3}$$

式中，$\boldsymbol{x}$ 为状态量向量；$\boldsymbol{y}$ 为代数向量；t 为时间；f 和 g 分别为微分方程和代数方程。

3.13.1.3.4 小信号稳定（只计算 k 特征根）

$$\frac{\mathrm{d}\Delta\boldsymbol{x}}{\mathrm{d}t}=\boldsymbol{A}\Delta\boldsymbol{x}+\boldsymbol{B}\Delta\boldsymbol{y}$$

$$O(aN^2+kN^2) \tag{3.4}$$

3.13.1.3.5 动态状态估计

$$\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{x}}{\mathrm{d}t}=f(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}),\ 0=\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}),\ \boldsymbol{z}=h(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})+\boldsymbol{e}$$

$$O(N^2M+M^2N+M^2\log M) \tag{3.5}$$

上述的数据率、系统规模、算法的复杂程度、求解所耗的时间共同决定了所需的计算容量。尤其是前述的实时仿真和分析的方法决定了所需的高性能计算的容量。表 3.15所示为电网建模的计算量需求，在不同模型规模和预期时间下，为满足期望的运算要求而求解的关键方程所需的计算容量。

表 3.15 电网建模的计算量需求

模 型 规 模	10^4（仅含主要输电设备）	10^5（含主要的可再生能源和负荷）	10^6（含主要可再生能源、负荷、分布式发电）
计算时间	2 ~ 4min	2 ~ 4s	10 ~ 1000ms
状态估计	100MFLOPS①	10GFLOPS	10ExaFLOPS（动态状态估计）
安全性分析	100MFLOPS	1TFLOPS	100TFLOPS
动态仿真	1MFLOPS（比实时情况慢 10 倍）	100GFLOPS（比实时情况快 10 倍）	10TFLOPS（比实时情况快 10 倍）
小扰动稳定	10GFLOPS	10TFLOPS	1ExaFLOPS

① FLOPS：每秒浮点计算数（Floating-Point Operations Per Second）。MFLOPS = 10^6 FLOPS，GFLOPS = 10^9 FLOPS，TFLOPS = 10^{12} FLOPS，PFLOPS = 10^{15} FLOPS，ExaFLOPS = 10^{18} FLOPS。

由于数据、建模和计算的复杂性，显然随着智能电网应用的逐渐发展，会为电网的规划、分析和运营带来更大的挑战。当前电网规划和运营所使用的分析工具都是采用串行计算㊀的模型，这极大限制了在紧急情况下（如 2003 年美加大停电）对电网的行为和响应的深入分析。信息革命为改善电网规划和运营功能，乃至革新这些功能提

㊀ 串行计算在仿真计算时只利用一个 CPU（计算处理器），因此计算任务只能序贯进行，而不能同时进行。

供了一个很好的机遇。但是就海量的高速数据、前所未有的模型粒度及大规模的计算而言，存在的问题也是十分突出的。这些问题使得人们对高性能计算技术不断探索，通过提高计算效率和性能来改变当前电网功能的现状。

3.13.2 高性能计算对现有功能的改进

状态估计和静态安全性分析是目前电网规划和运营的两大主要功能（见图 3.194）。如前所述，状态估计法将电力系统稳态模型应用于实时 SCADA 测量中，以评估电网的状态，也就是母线电压和相角。根据这些状态采取相应的运行决策。静态安全分析中利用估计的状态来研究诸如“如果运行上发生某些问题系统会怎样”的问题，从而制定预防性的措施来维护电网的稳定性。静态安全分析也用于长期电网规划的研究中。对于方程维数较大和故障较多的情况，则需要花费数分钟的时间来进行状态估计和静态安全分析的求解。在电网紧急状态下，这种低效的计算能力不能满足管理现代电力系统的要求。未来的电网中，计算如此低效更会进一步限制电网稳定运行的能力。可再生发电的间歇性和负载消耗的随机性为电网带来了新的重要动态特性，而大规模的蓄能运行和市场交易也会带来新的特性。这就要求更为合理的电网规划和运行方式。高性能计算则为提高计算效率、改善电网运营的合理性带来了契机。下面将介绍高性能计算用于状态估计和静态安全分析的两个例子。

3.13.2.1 并行状态估计

加权最小二乘法，主要用于每次迭代过程中进行大规模稀疏线性方程组的求解，是状态估计中最为常用的计算方法。在使用加权最小二乘法状态估计的每个循环里，都要求解大量的稀疏线性方程组。迭代共轭梯度法因其具有细粒度的并行性[⊖]且常用于线性稀疏求解的并行计算中，可作为状态估计求解的有效方法。共轭梯度法原本用于求解对称正定线性方程组，尽管算法中加入了迭代过程，但共轭梯度一类的方法理论上都能以有限的步骤获得准确的计算结果。忽略舍入误差，共轭梯度法能在最多 N 次迭代内收敛至精确解，其中 N 为线性系统的维数。经过预处理，方程组能在远小于 N 次迭代内获得收敛解。使用共轭梯度法对美国具有 14000 个节点的 WECC 系统进行分析，所有的状态估计问题都能在 5s 内求解完毕，这种求解速度可以媲美监控与数据采集系统的周期。如果采用更多的并行处理器，仿真时间还能进一步减少。这样的可扩展性在未来的智能电网中很重要。为了获取更多的系统动态特性和随机性，这将会使智能电网仿真建模规模大幅增加。

3.13.2.2 并行静态安全分析

静态安全分析采用状态估计的方法，能够对电力系统承受不同元件发生的组合故障或单一故障的能力进行分析评估。静态安全分析和其他能量管理系统功能的结果能为预防性和校正性操作提供依据。静态安全分析同时也在电力市场运营中用于验证营销方案的有效性。

⊖ 在并行计算中，若计算子任务间在 1s 内需要多次交换信息，则称其为细粒度的并行计算，反之则称其为粗粒度的并行计算。

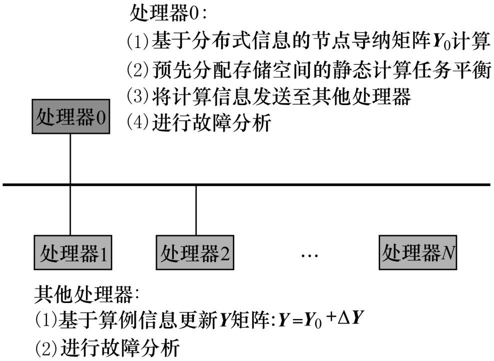
静态安全分析由于要求高效的计算能力，目前只用于多数的“$N-1$”的故障分析中。电网运营商一般以单一可靠的故障（如 $N-1$）不会扩散导致连锁式大停电为标准对整个电力系统进行管理，这个标准由北美电力可靠性委员会制定，称为“$N-1$”故障标准。

尽管“$N-1$”的故障分析已经成为行业中普遍采用的分析方法，但是鉴于智能电网技术将会得到广泛应用，这种依赖有限的“$N-1$”故障场景下的手段不再足以有效分析出未来电网的脆弱性。可间断的可再生能源使电网中功率不平衡的情况更频繁、幅度更大；智能负荷和插入式混合动力汽车会带来新的动态特性和随机行为；新市场的开辟将使电网运行更接近极限容量，所有这些都意味着需要进行更为频繁的静态安全分析。北美电力可靠性委员会打算在其电网运营标准中将静态安全分析的“$N-1$”故障改为“$N-x$”故障，这需要对大量的故障情况进行分析，也就是说，待分析故障情况的数目将会是一个天文数字。例如，WECC 系统中拥有 20000 个电力系统元件，所需分析“$N-1$”故障也就有 20000 个，“$N-2$”故障则大致为 10^8，而这个数目将随着“$N-x$”中 x 的增大呈几何级数增长。要在合理的时间范围内处理如此庞大的计算量，显然是一台普通的个人计算机所无法企及的。并行计算机或者多核计算机在高性能计算领域的出现使提高电网的静态安全分析计算速度成为可能。与状态估计不同的是，不同的故障事故间具有相对的独立性，所以静态安全分析本身就是一个可并行化的过程。并行静态安全分析的计算性能很大程度上取决于计算量的平衡性。

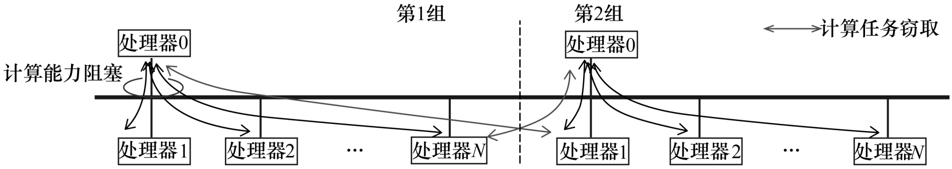
并行静态安全分析计算负荷均衡性最直接的表现为每个处理器所预先分配的故障数目一致，即静态计算任务量均衡。主处理器只需在初始阶段进行一次故障分配。由于不同故障所执行时间不同，每个潮流计算的收敛次数和执行完毕的时间也不尽相同。极端的情况是迭代次数达到了最大值，也就是不收敛。不同的执行时间会导致不均匀性，而总的执行时间是由任一处理器的最长执行时间所决定的。由于需要等待最后一个处理器完成运算，许多处理器都处于闲置状态，因而计算效能得不到充分的利用。一个更为有效的计算任务量均衡策略是根据每个处理器的可用性将任务分配到处理器中，称为动态计算任务量均衡。换言之，故障情况根据需求被动态地分配到每个处理器中，使得故障数都能平均分布，减少处理器闲置的可能，保证了执行时间。这个策略的实施方案是基于共享变量（任务计数器），根据基本的取值-累加的操作进行更新[14]。主处理器无须在最初阶段分配所有的故障情况，反而充当着任务计数器的作用。当一个处理器完成它分配到的任务，就会向主处理器要求另外一个任务，同时任务计数器就会加一，如图 3.197a 所示。与静态策略对每个处理器的故障情况数平均分配的做法所不同的是，动态策略中每个处理器的故障情况数不完全相等，但使每个处理器的计算用时均衡优化。

可以通过扩展至多个任务计数器的方式来进一步改善动态计算任务量均衡策略，从而防止主处理器发生拥堵现象。图 3.197b 所示的动态计算是双计数器的例子。双计数器组中预先分配有相同数目的故障情况，每组都有各自的计数器。每组都根据处理器的空闲情况采用动态负载均衡策略。当一组中所预先分配的任务完成后，该组计数

器就会动态“偷取”另一组的任务来继续计算，直至所有的任务都完成为止。采用多计数器的动态负载均衡策略能有效减少计数器的拥堵现象，同时也能使速度有进一步的提高。这样一种多计数器策略十分适合具有大量处理器但由相对较慢的通信连接的计算环境。



a)



b)

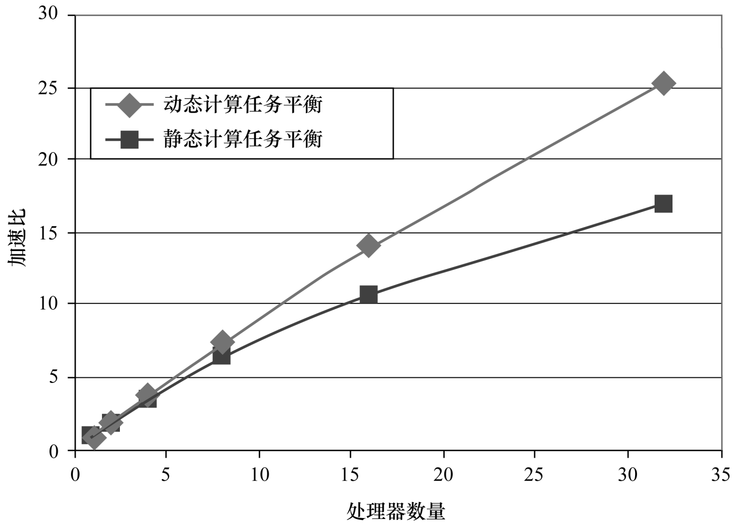
图 3. 197　并行安全性分析框架

a）单任务计数器动态计算任务量平衡　b）允许“计算任务窃取”的多任务计算器动态计算任务量平衡

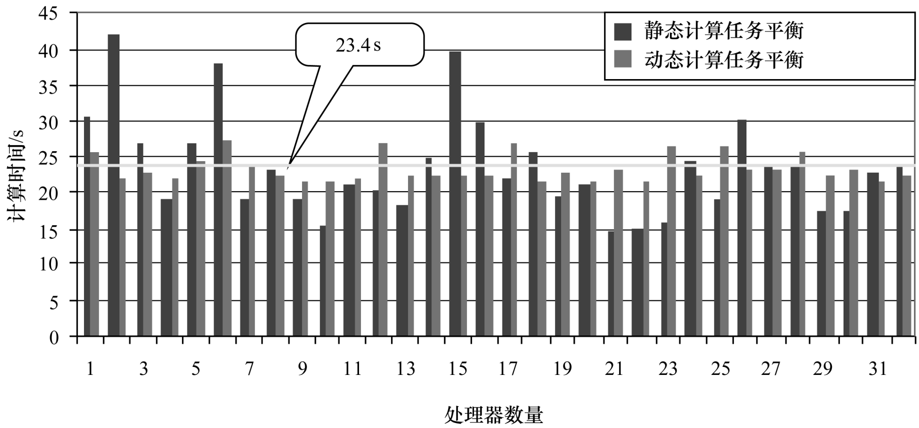
（来自 Chen，Y. et al，Performance evaluation of counter-based dynamic load balancing schemes for massive contingency analysis with different computing environments，Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010，Minneapolis，MN，July 25-29，2010）

利用一个与美国西部互联系统规模和结果类似的试验系统来测试和比较上述的负载均衡策略以检验并行计算的性能。该试验系统具有 2 748 台发电机、14 000 条母线及 17 346 条线路。图 3. 198 所示为静态计算任务量均衡与单任务计数器动态计算任务量均衡的计算性能对比。在这个案例中，选取 512 个“$N-1$”故障来模拟目前实际中的典型情况。如图 3. 198a 所示，动态计算任务量均衡策略显然具有更好的线性可扩展性。图 3. 198b则进一步比较该案例所采用的 32 枚处理器的执行时间。当采用动态计算任务量均衡策略时，所有处理器的执行时间都在平均 23. 4s 的范围内小幅波动，而静态计算任务量均衡策略的波动最大可达 20s（86%）。动态计算任务量均衡有效地改善了均衡性。

在大量故障事故下进一步测试单计数器的动态负载均衡策略。用 512 枚处理器计算三套大规模故障事故：①20 094 种的全“$N-1$”故障，其中包括 2 748 种切机故障



a)



b)

图 3.198　静态计算任务量均衡与单任务计数器动态计算任务量均衡的计算性能对比（来自 Huang，Z. et al.，Massive contingency analysis with high performance computing，Proceedings of PES-GM2009—The IEEE Power and Energy Society General Meeting 2009，Calgary，Canada，July 26-30，2009）

a）加速比的对比　b）计算任务分配均匀程度的对比

和 17 346 种断线故障；②150 000 种“$N-2$”故障，其中从两台发电机切机、两回线路断线、发电机切机-线路断线三种组合中每组分别随机选取 50 000 个故障；③300 000 种“$N-2$”故障，包含了上述三种组合故障中每组选取 100 000 个。如表 3.16 所示，计算速度有了质的提高：“$N-2$”故障提高了 500 倍，仅略慢于“$N-1$”故障计算。

表 3.16　海量安全性分析任务的计算性能结果对比

采用 512 个处理器	并行计算所用时间/s	串行计算所用时间/s	加　速　比
20 094 个 N-1 扫描任务	31.0	14 322.2	462
150 000 个 N-2 扫描任务	187.5	94 312.5	503
300 000 个 N-2 扫描任务	447.9	227 085.8	507

为检验多计数器负载均衡策略的效果，将一组处理器与相当于以太网的低速网络链接，并计算大量的故障情况。通信速率相对较低，则更容易导致计数堵塞的发生。如图 3.199 所示，当故障数目较多时（$N=17\ 346$），双计数器策略能在低速的网络环境中有效改善整体的性能。值得注意的是，这适用于处理器数目相对较多和故障情况足够多的情况。这样一种以太网环境对于许多电力企业来说更为廉价、容易获得和使用，因而显得尤为重要。

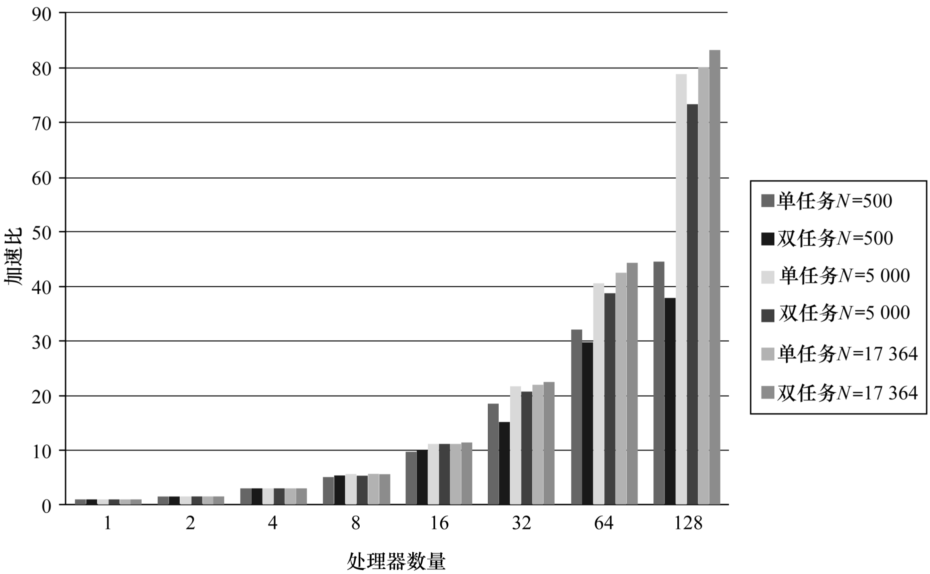


图 3.199　在一个网络状况不理想的计算环境下，单任务计数器和双任务计数器动态计算任务量均衡的计算性能对比（来自 Chen，Y. et al.，D.，Performance evaluation of counter-based dynamic load balancing schemes for massive contingency analysis with different computing environments，Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010，Minneapolis，MN，July 25-29，2010）

前述的静态安全分析的框架和动态处理器负载均衡策略可推广到更为复杂的分析当中。在智能电网中，可再生能源和其他智能方案要求对大系统有更为快速和广泛的静态安全分析能力。除此以外，对数据和网络更强的依赖性则要求静态安全分析需考虑电网之外的故障，要考虑数据网的故障或者对数据的操作。这样一种数据引起的故障必然增加分析的复杂性和规模。因此高性能计算辅助静态安全分析显得十分重要。

3.13.3　高性能运算带来的新功能

在电网分析的计算方法发展的这些年来，通常考虑某些假设和简化，来确保这些方法在有限的计算资源限制内是可行的。电网内部典型的计划和运行就是模型假设，准稳态假设和可靠性效率折中方案。

如前所述，当前输电模型中的一个建模假设是负荷可通过简单方程预测。这个假设降低了模型的规模，因此使得这个计算过程在单核处理器计算机上可以完成。另一个建模假设是把变电站模型简化为一个单母线模型，这导致了运行模型（也就是面向断路器模型）和规划模型（也就是面向母线模型）有所差异，相应地为规划和运行所采用的方法和工具带来显著的差异。这个假设大大简化了规划研究所需的计算量，但其局限性在于不能很好地对规划中的很多场合（如断路器失灵事故）进行研究。一个更深远的影响是通常情况下规划和运行分在独立的组织部门，当紧急情况出现的时候，这两个重要的功能间的沟通困难导致了严重的电网可靠性问题。

在电网运行的研究中通常考虑准稳态假设。如今的电网运行主要是基于忽略大部分动态状况的电网模型，发电机的机电相互作用与负荷及控制器的动态特性都没有包括在运行模型里面。这个假设减少了好几个数量级的计算量，并使得一般计算机上的电网运行研究在合理的时间内变得可行。但是这个假设存在的问题使许多详细研究都不能进行。与过去的电网相比，智能电网的发展使得电力网络准稳态运行状况更少。此外，这个假设加大了电网运行和规划的差异，正如之前所述。

电网的可靠性优化性能的一个例子就是如今线路额定容量的研究。为了实现电网的可靠性，人们进行线路额定容量的研究来决定输电线路的传输能力并且设定一个裕度，因此实际潮流不会超过预设的极限。线路额定容量计算提前数月在离线模式下进行，考虑的是最保守的情况。这种优化使得这项研究在有限的计算机资源中变得可行。而最后的结果是所预设的限制是相当保守的；同时输电容量未被充分利用起来，从而导致了电网效率的降低。伴随着智能电网的发展，这个后果将会更加严重。由于新能源发电和新型负荷的间歇性和随机性，最不利的情况由于过于保守，导致线路传输极限被设置得过低。另一方面，随着智能电网的复杂性增加，可能会出现所预设的极限不能满足系统可靠性要求的情况。

这些假设和优化过去都是合理的，对以往电力系统的计算方法和工具有着重要的贡献。然而，它们在高度发展的电网中不再起作用了。新能源和新负荷设备使得电网变得更加动态和随机，这也意味着需要更精细的分析和更及时的响应。

拥有了性能显著提高的计算机资源后，就毫无理由继续在电网规划和运行中运用那些简化假设了。规划的模型和运行的模型可以融合为一，运行中可以包括规划模型中的动态模型，并且规划的研究可以在一个更加实时的方式中完成，以提高电网的效率性能，同时还维持其可靠性。高性能计算将会实现一些智能电网发展中非常需要的新功能。接下来介绍两个高性能计算实现新功能的例子：动态状态估计和线路的实时额定容量计算。

3.13.3.1　动态状态估计

动态状态估计引入了电网实时运行的动态模型。传统的静态状态估计只对静态特性（也就是母线电压和相角）进行估计。电网本身就是一个动态系统，一个完整的动

态网络研究需要估计动态参数，如发电机转速和转子角度。通过高速相量测量装置，这在电网中是可行的。动态状态估计将会实现实时的动态仿真和动态安全分析，更清楚地预测电网的状态，以此提高可靠性和设备利用率。这在各种可再生能源和智能负荷不断涌入电网的形势下显得尤其重要。然而，由于动态信息的计算量很大，把其引入实时的电网运行中是极具挑战性的。电网的动态模型包含了一系列不同的代数方程，与求解静态潮流方程相比，在时域里用数值积分求解这系列方程会花费更多的时间。

一种新的动态状态估计方法是把问题构想成卡尔曼滤波过程。扩展卡尔曼滤波技术（Extended Kalman Filter，EKF）[18]与合成卡尔曼滤波技术（Ensemble Kalman Filter，EnKF）[17]已经应用于动态状态估计中。如果电力系统通过一系列差分方程来建模表征，则 EKF 和 EnKF 都可以处理电力系统状态估计中的非线性方程，那么动态估计也就只是一个两步预测/校正的过程而已。参考文献[20]中的预测环节是利用差分方程进行时步更新的，根据上一个时步值预测了下一个时步的状态变量。校正环节则是比较预测值和实际测量值并用其误差来状态变量。

此处通过一个拥有 16 台发电机的算例系统展示了基于 EnKF 技术的动态状态估计的良好性能。本算例系统包括 16 台发电机、86 条输电线路和 68 个母线节点。参考文献[19]对在第 1.1s 在某条母线上发生持续 0.05s 三相短路进行仿真，导致所有母线电压有 3% 的电压波动。试验结果如图 3.200 所示。状态变量中的起始误差在起始时间段内影响了状态变量的跟踪，经过一段时间之后（如过了将近 1s），这个扰动确实造成了状态跟踪的一些偏差。卡尔曼滤波技术可以用连续的数据来修正自身数值并重新追踪状态。综合之前现象表明，一旦 EnKF 被用于状态追踪，在整个持续性的追踪过程中都有不错的表现。

实现状态跟踪的准确性只是动态状态估计功能的第一步。另一方面则是快速实现这一功能以满足实时运行需求。卡尔曼滤波技术有着较高的计算要求，尤其是处理像电网这种计算量庞大的系统时更是如此。在“Big-O”表示法中 EnKF 计算的复杂性是 $O\ (M^2N)$。对于大型的电网，没有高性能计算是无法实现实时运行状态的计算的。例如，一个含 1 081 母线节点的系统，也就是如美国加利福尼亚州这么大规模的区域电力系统，要在 0.03s（相位测量周期）内完成一个跟踪步，则需要每秒 1.57×10^{11} 次浮点运算，而一个拥有 16 072 个母线节点的 WSCC 等值系统则需要 5.60×10^{14} 次浮点计算。这些浮点计算只能交由拥有成千上万个处理器内核的高性能计算机处理。在这些高性能计算机上如何执行和并行化代码是又一重大难题。一个初步的尝试（见图 3.201）揭示了实现所要求计算性能的有效方法。图 3.201a 所示的运算时间是上述计算 EnKF 动态状态估计计算单步所需的时间。并行代码是以全局数组编程模型为基础的[20,21]。几台计算机曾用于执行这个试验。尽管采用 128 枚处理器时的最短时长仍是 0.03s 的 1 000 倍，但随着处理器数目的增加，所需的执行时间也在不断减少。图 3.201b 所示的加速曲线证实了这个结论。该加速曲线同时揭示了并行化可能存在的饱和问题，因而还需改进和完善并行技术，以避免由于并行的开销弱化多处理器计算的优势。利用这些改进技术和大规模的高性能计算，尤其是对区域性的电力系统来说，可以更容易实现动态状态估计。

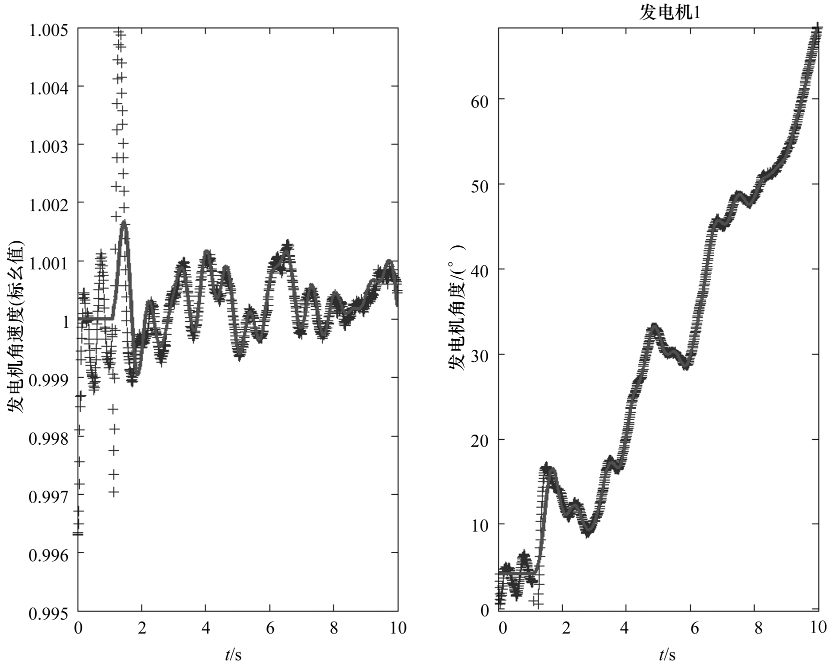


图 3.200　16 台发电机系统里面的发电机 1 的状态跟踪（实线是仿真的真实值。分散的交叉十字则是运用 EnKF 的估算状态）（来自 Li，Y. et al，Application of ensemble Kalman Filter in power system state tracking and sensitivity，Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Transmission and Distribution Conference and Exposition，Orlando，FL，May 7-10，2012）

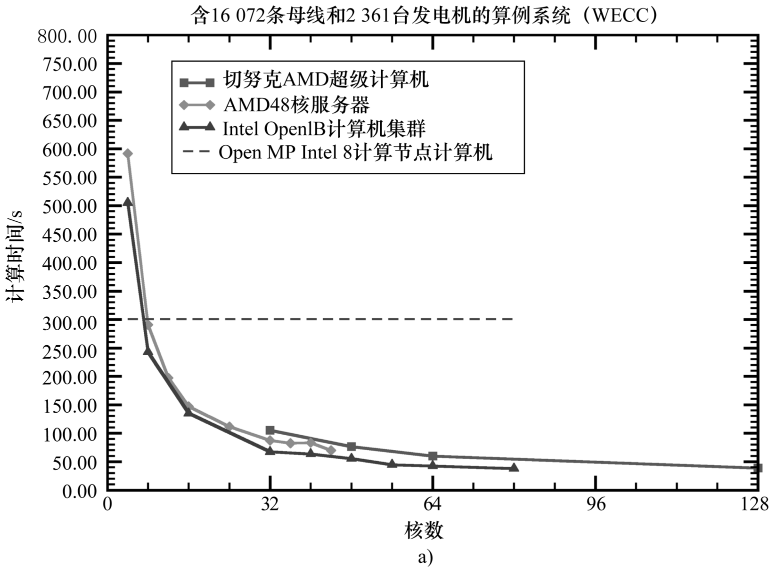
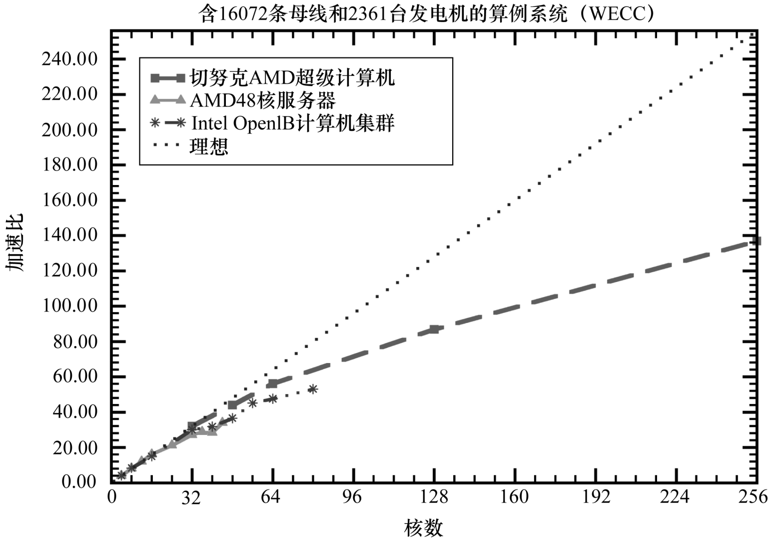


图 3.201　在一个 16 072 母线算例系统中进行基于 EnKF 的动态状态估计的计算性能（感谢 Pacific Northwest National Laboratory Richland，WA）

a）运算时间



b)

图 3.201　在一个 16 072 母线算例系统中进行基于 EnKF 的动态状态估计的计算性能（感谢 Pacific Northwest National Laboratory Richland，WA）（续）

b）加速比

3.13.3.2　实时的线路容量计算

输电线路潮流受以下三个极限的最小值所限制：所有严重故障下的热稳定极限、电压稳定极限及暂态稳定极限。图 3.202 所示的情况是以美国加利福尼亚州-俄勒冈州互联电网（California-Oregon Intertie，COI）的额定容量为例。故障额定容量是由最严重故障下稳定性分析结果所决定的。热稳定额定容量与故障额定容量有重大差别，如果能根据能量管理系统的实时数据断面（Snapshot）中的实际潮流进行分析，则可改善这一不足。美国波利维尔电力局的研究表明，即使增加的容量中只有 25% 被使用，且每年仅被使用了 3 个月，每增加 1000MW 装机容量仍需要 1 500 万美元的预算。

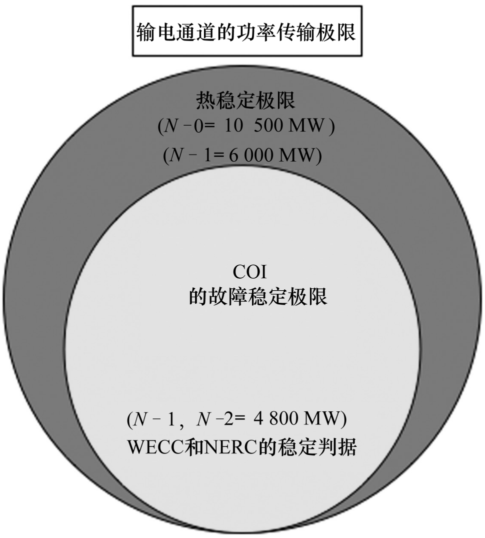


图 3.202　COI 的线路容量计算——一个资产利用率低的实例（来自 Western Interconnection 2006 Congestion Assessment Study，Prepared by the Western Congestion Analysis Task Force，May 08，2006）

一个不利于线路额定容量实时研究的重要难题是完成暂态稳定仿真的计算

时间。使用目前的商业软件包，单条线路额定容量的暂态稳定仿真需要花费几个小时或者甚至几天的时间来完成。线路容量计算的目的是在稳定判据的前提下确定最大功率传输容量。通常采用的方法是二分法或者其衍生方法。如图3.203所示，在每一个负荷等级中（1，2，3，4，…），对一系列故障进行仿真以验证其稳定性极限。这是一个串行的过程，因为是根据当前的负荷等级来决定搜索方向的。

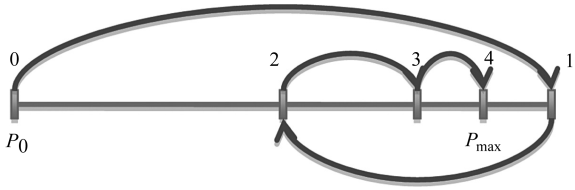


图3.203　最大功率传输极限的二分法搜索（感谢Pacific Northwest National Laboratory，Richland，WA）

图3.204所示的流程从概念上揭示了计算过程。许多动态仿真案例需要在每一个负荷等级下进行。由于串行计算只使用单个CPU依次完成所有仿真，当故障数目或者搜索的迭代次数增加时，总的计算时间也会增加，这通常要花费很长时间。目前的实际应用中通常采用串行计算，这迫使线路额定容量的研究只能离线进行。为快速地对复合故障的情况进行计算，通过分布式计算将故障情况交由多个处理器完成，但是每个情况的计算时间仍与原来相同，如图3.204b所示。如果有足够多处理器的话，总的计算时间就不再取决于故障数目。然而，由于完成每一个动态仿真案例所需要的时间较长，总的计算时间将以小时计，甚至更长。这的确提高了性能，但并没有完全解决顺序搜索过程耗时长的问题。为进一步减少计算时间，可对每个仿真案例的计算过程并行化。图3.204c给出了并行运算方法。有了足够多的处理器和一个可实现的并行动态仿真方案，总的完成时间就可以在较短的时间内实现线路实时额定容量分析。

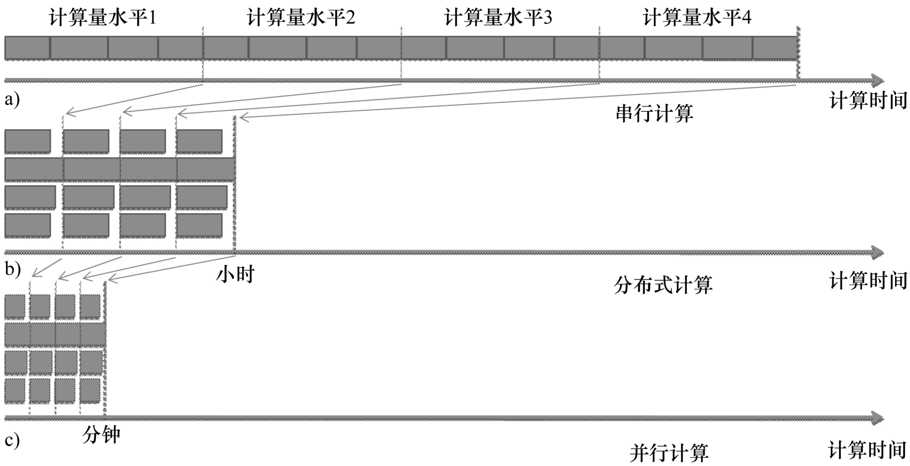


图3.204　线路容量计算动态仿真的概念性计算流程

（感谢Pacific Northwest National Laboratory，Richland，WA）

a）串行计算　b）分布式计算　c）并行计算

利用 OpenMP 应用程序接口（API）在一台 128 核的高性能计算机上完成了一个并行动态仿真的测试案例。这台 128 核的高性能计算机采用共享内存的形式，其中包含了一个大型存储块，可供多核处理器访问。并行动态仿真在一些中小型规模的试验系统中进行了测试。图 3.205 所示的仿真的加速比是在一次测试下加速暂态仿真的结果。协调不同计算单元间并行计算产生的开销很快就占据了仿真主要部分。于是，加速比曲线在相对较少的处理器下出现饱和。然而，随着系统规模增大，并行加速性能明显改善，而且也只在拥有较多处理器的情况下才出现饱和。例如，一个 400 台机的试验系统在具有 32 个处理器平台下可以获得 14 倍的加速。在更大的系统中（如西部电力协调委员的系统拥有 3 000 台发电机组）加速性能还可获得进一步的提升。如图 3.205 所示，高性能计算可以更快地运行暂态仿真，而且为更好地获得电网设备利用率，还可在线计算线路额定容量。

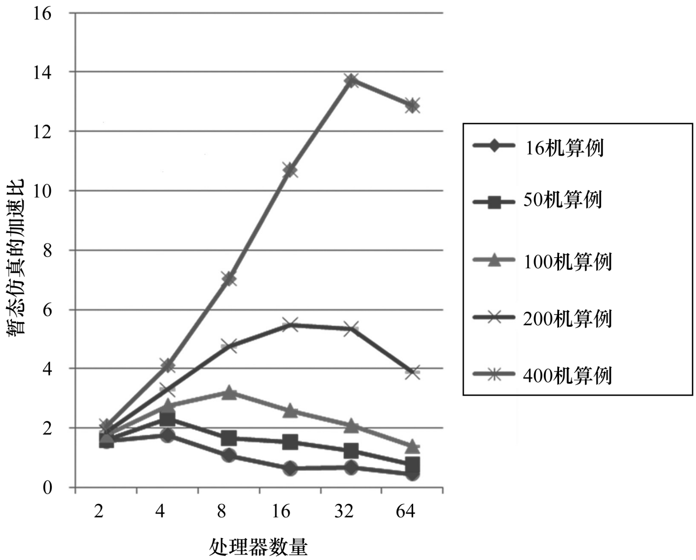


图 3.205　在一台高性能计算机中进行暂态仿真的加速比
（感谢 Pacific Northwest National Laboratory，Richland，WA）

3.13.4　智能电网中的高性能计算

在智能负载、可再生能源及混合动力的汽车等这些智能电网技术普及的驱动下，电力网络的复杂程度正急剧增加。其复杂性体现在三个主要方面：数据、建模及计算。未来的智能电网将会从智能电表和传感器中获得海量的数据，同时需要更精细的模型来刻画电网中新出现的动态特性和随机特性。大量的数据和复杂的电网模型使电力系统函数的求解规模不断扩大。

智能电网应用需要发展高性能计算技术主要出于两个考虑。首先，串行计算不能满足计算要求，在严重情况下电网响应过慢就无法及时预防故障和电网失稳的发生。其次，计算机领域正从传统的单处理器环境向具有多核计算平台的高性能计算时代迈

进，而电网计算需要适应计算机领域这一发展趋势。

高性能计算已经有效地改善如今电网的状态估计和故障分析等能力。研究结果表明，若采用合适的高性能计算平台，就能更快速地完成这些功能。计算时间可以从数分钟减少至数秒——可与 SCADA 系统的测量周期相媲美。高性能计算把动态分析引入到实时电网运行中，并将离线分析变成在线运用，以此促进新型智能电网应用的发展。动态状态估计和在线线路额定功率就是高性能计算技术所实现的新应用中的两个典型范例。有了提高智能电网建模和仿真计算性能的高性能计算技术，使得研究可以更深入、分析可以更快捷，同时也会在更短的时间内产生更大量的数据。为了把这么庞大的数据转换为可执行的指令，尤其是实时电网运行的指令，计算机运行的可视化就显得非常必要，而且这也是一种可以由高性能计算技术实现的，又可以充分利用高性能计算技术优点的应用。高性能计算技术只有在这些指令对智能电网设备控制、运行或者管理制定决策的时候，才会体现其在智能电网发展过程中的价值。

高性能计算技术在智能电网中仍处在初步发展期，需要进行更深入的探索和发展，把电网计算与高性能计算技术平台相结合，并最终把高性能计算技术融入电网的规划和运行当中。

3.14 网络安全技术

Matt Thomson

网络安全技术是指用于保护数据、通信网络、信息技术和计算系统免受非法入侵和攻击的相关技术、流程和手段。网络安全中最为棘手的一个难题是安全风险的类型在不断地快速变化着。传统的方法把大部分资源用于最重要的系统部件，并且防范的是已知的最大威胁。这不可避免地会使次重要的元件处于无保护状态，并且无法防范危害度较低的风险。这样的方法在当前的环境下是不能满足要求的。为符合当前环境要求，咨询机构正推广一种积极主动的自适应方法。例如，美国国家标准协会最近发布了更新后的风险评估框架指导原则，建议采用持续监测和实时评估。

随着智能电网的发展，安全性越来越成为一个重要的话题。所有人都同意智能电网应该有一个强健的安全模型，但问题是如何满足不断变化的安全要求，以及如何在保护一个复杂系统的众多方案中选择一个最好的。

3.14.1 安全的定义

传统的安全依赖三大要素：机密性、完整性、可用性。Parker 的六要素信息安全架构还包括上述三者以外的另外三个要素：可控性、真实性、实用性。这六个要素囊括了智能电网中所有需要考虑的网络安全问题。

3.14.1.1 机密性

在机密性中，通常考虑智能电网运行中数据的传输和存储。运行数据通常认为是机密的，假如这些数据是公开的，那么会使得系统总体运行的安全性受到潜在威胁。另一方面，出于竞争的考虑，这些数据也应该保密。如果这些数据暴露给某个竞争者

或者利益链中的某个参与者，这会使其在供需链上或整个市场中处于不公平的优势地位。

智能电网机密性中新增的考虑是与用户隐私数据相关，这些数据是从智能电表和需求响应程序等智能电网技术中获得的。从用户方乃至调控方来说，都希望记录私人住宅用电情况的数据能够保密。智能电网技术（如智能电表）中数据精度进一步提高，而这些数据精度的提高，在与数据挖掘技术相结合的时候，可能产生严重的隐私问题。

机密性的风险在于数据存储的位置（静态）及数据传输的机制（动态）。对于静态数据来说，无论是在智能电网设备中还是在运行数据中心里，数据都可能被读取、复制及发送给数据的非预期接收者。对于动态的数据，不管是在私人网络，或是服务提供商共享的私用网络中里，还是在如因特网这样的公共网络，数据都有被拦截的可能性，就像偷听电话一样，然后记录、复制及发送这些数据。

解决机密性问题的根本方法在于采用加密和访问控制的安全功能。通过适当的数据加密可以保护数据免受数据非预期接收者的监视。访问控制则是一种可以使数据不被那些不在自身权限范围内的用户所访问的技术手段，因此可以进一步保护数据免于偶然地或者蓄意地暴露。

3.14.1.2　完整性

保证输入上游系统数据的完整性具有十分重要的意义。如果数据可以被篡改（蓄意地）或者被破坏（非蓄意地），而且上游系统获取了这些不准确的运行数据，将会对系统产生负面的影响。在恶劣的情况下，这会危及重要系统，或者使得电网失稳。

完整性风险重点考虑数据从一个系统传递到另一个系统的入口。数据准确传递机制的安全性显得十分重要，但更为重要的是接收数据的系统如何能保证消息的有效性。如果数据在两个系统间的传输过程中可以被篡改，接收信息的系统就可能根据被篡改的数据执行操作。如果数据在两个系统间的传输过程中受到破坏，接收信息的系统可能会产生非预期反应。

上述两种情况的任意一种发生时，当数据在系统间传递时，智能电网整体上复杂、互相依赖的特点会使得消息的错误不断扩大。为了确保系统稳定运行，亟需保证数据的完整性。由此可以看出保证数据的完整性是智能电网必须具备的最为重要的运行安全功能。其他大多数的安全功能都是在保证数据完整或者依赖已确定数据完整的前提下来实现自身的功能的。

解决完整性问题的根本思路是采用审查、授权、不可否认性、消息签名等安全功能。这些功能将在后面作更为详细的阐述。

3.14.1.3　可用性

智能电网与整个电力系统一样都需具备可靠性。可用性要求的提出可能超出某些专门用于提供解决方案的技术的能力范围。可靠性和可用性有时是可以互换的概念，然而事实上两者指代的内涵不尽相同。可靠性应该理解为设备是否可靠。用了多久会故障？多长时间能恢复？相反，可用性指的则是对系统能否在必要的时候按其预设的那样有效运作。系统的某部分可能几乎要 100% 的时间都在执行和处理命令，因而需要

非常可靠。但如果其性能不能很好地符合系统的需求，重要的命令窗口发生丢失或者延迟，那么就不能说这个系统的可用性很好。

导致可用性风险的原因不胜枚举。当处理消息或者命令从系统的一端到另一端的传递时，对于处于应用程序和底层操作系统间各层的任何系统、任何网络、每一个通信处理设备及每一个被调用的服务来说都是一个可用性的风险。在系统工程的领域中盛行一句来自于世界闻名的计算机工程师和研究者戈登贝尔的名言——“最可靠的元件往往是你所忽略的。”没有任何系统能比高度复杂的智能电网更适用这句名言。智能电网设计时应对整个系统的可用性要求有一个充分的认识。

解决可用性风险的方法与甄别对系统可用性造成影响的元件一样复杂。大多数的解决方法依赖冗余技术，如负载均衡、聚类或者故障转换等技术。冗余技术的代价和复杂程度随着系统中已识别的故障点数目增多而增多。系统中含有越多的故障点，整个系统的可用性就越低。为了充分解决这个问题，必须对元件级的平均修复时间和平均无故障时间进行详细的分析，保证系统能够达到所设定的可用性目标。

3.14.1.4 可控性

为确保信息长期的实用性和完整性，必须具备对被保护信息的控制能力。这对依赖控制来实现合法的商业管理目标的系统具有深远意义。如果被用来做财务计算的信息（如电表数据）在产生或传输时发生失控，那么无法保证信息的来源，信息的可靠性因此降低。此时，必须做一个风险分析来确定信息是否仍能被其他系统所使用或信任。

3.14.1.5 真实性

起源一词经常被用于描述出处的准确程度。从这个意义来说是与真实性等价的。确定真实性的过程与确定准确性的过程相似，就是要保证信息的来源和信息本身是真实的。

3.14.1.6 实用性

实用性考虑的是数据能否被使用。以加密形式存储的通信流是很安全的，但会使数据很难使用。实用性是一个体现最终商业价值的因素，因此也是被当作最重要的几个因素之一。

机密性、完整性、可用性、可控性、真实性、实用性，所有的这些要素综合起来一起保护系统的安全。如果智能电网系统本身或任一元件不正常运行时，整个系统的风险是什么？这个风险及这个风险带来的代价都是驱使制定经济合理的安全设计方案的重要推力。

风险接受程度是一个商业决策，而不是技术决策。商业上选择采用哪种风险分析方法，有它自己考虑的因素。这个因素通常与财务风险相关，且被假定是以它们自己对市场的竞争分析或它们的管理条件为基础的。

除了财务因素，还有其他的因素会决定风险接受程度。例如，一个采用以财务风险为基础的分析模型的企业，可能愿意使用财务指标来评价风险接受程度。然而，行业管理条例或法律可能规定企业不能采用那样的风险指标，或者行业管理组织有权力

处罚那样的行为。这些因素可能导致即使没有很大的经济利益，也要加上其他的一些安全指标。

必须清楚地认识到，制定安全决策时不能不考虑风险。系统的风险在哪里？系统故障会导致多大损失？系统的安全保护措施失效又会导致多大损失？不是所有的风险都产生相同的后果。一个企业必须充分了解风险，并能够做出万全且明智的决策来解决风险。

3.14.2　通信模型

智能电网整体设计及智能电网安全设计最重要的准则，就是使用开放的标准。这在安全设计中尤为重要，因为如果使用专用的或不兼容的安全技术，所有设备都将降低至最低标准，这会降低系统的安全水平。直接引用美国国家标准及技术研究所的话，一个开放的标准是“在合作达成共识的过程中发展、维护，对所有相关的和实质受到影响的团体开放，不受任何组织支配或控制，友好合理地为智能电网应用所调用。”

因此，安全建设的第一个准则就是智能电网系统所有的安全技术方案都是开放的。从建设的角度来看智能电网安全是一个具有挑战性的命题。就像存在着许多关于智能电网的定义一样，也有许多关于用什么架构进行安全建设的不同观点。讨论架构的一个常用的机制是开放系统互联（Open System Interconnection，OSI）[⊖]的七层通信模型（见图 3.206）。在智能电网的环境中建立这个模型是困难的，因为存在有许多相互重叠的元件，不能清晰地描述出层与层之间的界限。但是，当要讨论各种各样的应用在智能电网架构的安全标准时，这个模型就很有用。另外，还有一些重要的协议，如 IPsec 和 SSL/TLS，它们不只运行在一个层上。

OSI模型			
	数据单元	层	功能
主机层	数据	7. 应用层	实现网络处理与应用程序间的衔接
		6. 表示层	数据展示，加密和解密，把与机器相关的数据转换成与机器无关的数据
		5. 会话层	主机间通信，管理应用程序间的会话
	数据段	4. 传输层	实现端对端的通信，进行数据可靠性和数据流的控制
介质层	数据包/数据报文	3. 网络层	确定数据传输路径和逻辑地址分配
	帧	2. 数据链路层	物理地址分配
	比特	1. 物理层	介质传输，信号传输，二进制传输

图 3.206　ISO（国际标准化组织，www.iso.org）的 OSI 七层通信模型
（http://www.novell.com/info/primer/prim05.html）

⊖ OSI 模型是国际标准化组织在开发系统互联领域所做的成果之一。它把通信系统按照功能的特征和标准化形式表达为若干抽象层，逻辑上同一层的通信功能是类似的。某一层为其上各层提供服务，并接受其下各层所提供的服务。

在物理层上存在着通信所必要的通信协议的基础，包括 IEEE 802.11（Wi-Fi）、IEEE 802.15（ZigBee）和 IEEE 802.16（WiMAX），以上这些在智能电网的架构中都经常出现。这一层上的保护措施主要是以物理保护为基础，但也确实存在协议缺陷。

数据链路层包含了一些最成熟的协议，如以太网。这一层的安全架构包括 VLAN 配置、交换端口保护措施及使用防火墙的网络区段。

因特网协议（Internet Protocal，IP）显然是网络层一个支配性的协议。在这一层，有设计用来阻止数据路径或路线篡改、数据包修改的措施。显然尽管存在着潜在的风险，IP 对智能电网的发展起到很重要的作用。

传输层包含 IP 的伙伴 TCP 和 UDP。SSL/TLS 协议的某些功能也在这一层实现。控制会话创建的机制，如防火墙数据包检查，在这一层中被应用。

下面的三层——会话层、表示层和应用层，在像智能电网这样大的系统中几乎是不可能分离的。这些层也包含 SSL/TLS 协议的一些功能，还有一些更为人所知的协议，如 HTTP 和 NTP。这些层中的安全设计要求考虑最广的范围。

3.14.3　安全功能

目前为止已经明确了多种潜在的威胁并列举了一些安全功能的例子，而这些安全功能对于类似智能电网这样复杂的互联系统十分重要。下面将进一步讨论一个涵盖目前已确认的所有安全功能的潜在安全结构，旨在表征前述的安全脆弱性。

3.14.3.1　分层化安全模型

分层化安全模型的概念，如保护环模型（见图 3.207），已不是新的名词。在操作系统和微处理器行业里，这种模型结构已经应用在控制对特权资源的访问方面长达数十年。不难想象智能电网系统中也可以采用相同的概念。

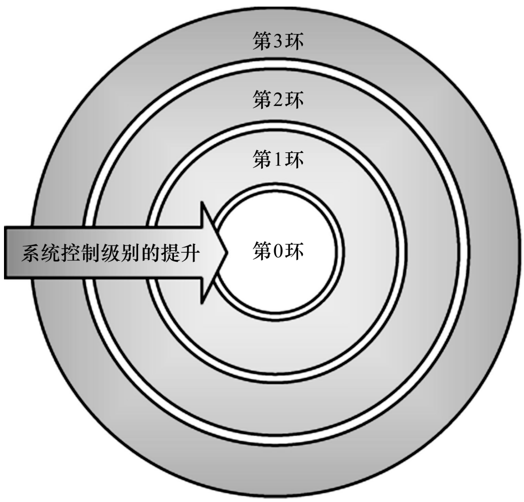


图 3.207　分层的安全性模型（保护环）

环状模型用于描述系统层级间通信保护的机理。通常来说，一个外层环是不允许不受限地访问内层环资源的。此外，对资源的请求不能“越”环操作。例如，第 3 层环的资源是不能直接被第 1 层环所访问的，只有通过预设的接口，才能对内环进行访问。而这些接口应该被设计成能有效限制资源的访问以确保全局系统的安全性。

在软件系统中，环状安全模型通常用在操作系统的管理中，其中包括了一个中心，或者称为第 0 环，一般是操作系统的核心。

精心设计的智能电网系统也应包含类似的系统保护。智能电网系统及系统边缘的资源，如家庭网络设备或者智能仪表，都不应具备直接访问智能电网系统控制层（第 0 环）的能力。这些系统发送的数据应该流经接口，确保在数据传送到每个下级层前数

据的完整性。

网络分段、系统分区及接口控制技术使得环状模型在智能电网系统中得以有效实现。所配置的确切机制的确定需根据每一层的性能需求和实际有效的处理能力来决定。忽略用于分层的特定机制，当在层级间传递数据时，应考虑几个关键的结构性原则。

首要的是，一个层级的故障不能导致下一层级或同一层级关联系统的故障。在前面提到的高级量测体系的例子中，第 4 层的测量仪故障绝不会对系统的其他任何下级层造成影响。这里所谓的影响是指任何下级层的保密性、完整性及有效性均不受影响。值得注意的是，该命题的逆命题不一定为真；通常发生的情况是，下级层的故障会影响系统上级层的有效性。这往往是像智能电网这种分层分布式系统的基本特性。

在这种结构中有两个基本原则：第一是确保智能电网的各层级通信能有效地与其他层相隔离；第二是确保任一层的故障于本层中得到有效控制并且不会扩散到其他层级。

在开始讨论智能电网系统的潜在安全结构前，有必要先对接下来讨论的各种安全功能有一个基本的认识。这些功能是高级安全的组成部分，每个系统必须包含某种形式。该部分内容不会覆盖所有可能的安全功能，仅对涉及的功能进行介绍。

3.14.3.2　身份认证

身份认证是对另一资源要求访问的个人或服务进行身份辨识的过程，也就是回答“你是谁?”这个问题。一个坚强的身份认证机制需要一系列的子模块构成，而每一个子模块都在系统身份认证中具有特定的功能。通常会认为，身份认证就是指用户名和密码，这无疑是正确的。然而，在系统之间、程序之间或者硬件之间都有身份认证，各自均有不同的实现方式来完成身份认证功能，而这是确保安全性的必要手段。

3.14.3.2.1　身份数据库

实现身份验证功能需要身份数据库。身份数据库可以采用许多形式，如商用用户目录、数据库表或者其他机制。这些数据源包括了判定何人或何物试图访问系统的必要信息。身份数据库既可能包含用户名和密码，也可能掌握设备和认证证书的信息。这些认证证书可以替代用户名和密码，以完成机器与机器间的通信。关于认证证书会在后面章节作进一步阐述。

3.14.3.2.2　身份管理系统

身份管理系统相当于一个中央存储库，存储着所有需要身份认证服务的资源。该系统可能与资产管理数据库相似，只是管理的资产不是有形的设备，而是身份信息。身份管理系统可以追踪到如用户账户、系统及权限等数据源，并能在商业环境中追踪它们的有效期。

举个例子，当员工刚被录用，他们的信息需要被录入到身份管理系统中。当他们的第一个邮件账户被创建时，也需要将其录入到同一个系统中。他们被授权远程访问或者任何其他特定系统时，身份管理系统将会记录甚至处理这些请求。这种处理过程同样适用于主机接入，允许监测主机、程序乃至用户。在这里可以访问那些在组织中受员工或系统的权限有效期所监测的资源。如果一个组织投资建设身份管理系统，它

们会发现由于集中化存储，使得它们完成有效的审查能力大大增强。

3.14.3.3 授权

授权是指对被授权人或服务在系统环境下的授权行为进行检查的过程，也就是回答“你被允许做什么”这个问题。可以采取多种方式进行授权。

简单系统通常有两种授权模式：可读可写模式及只读模式。更为复杂的系统可能具备更为复杂的特定授权规则，以控制对非常特别的基础属性进行访问，如仅在一天的某些时候或者仅当从特定主机登录时，对某个字段，而不是其他字段的更新能力。这通常称为精细化。这为十分精细的系统带来诸多好处，但也因为需要在系统的所有用户中管理大量潜在的角色和任务，故为系统带来更多的复杂性。

3.14.3.4 审查

对于任何风险分析和安全程序，其核心就是审查程序。没有周期性地对已有的安全控制的有效性进行检验，是难以确保系统安全的。需要定期执行一个良好的审查程序，并对任务规定的核心控制进行测试，以确保系统运行安全。有些情况下，一些规程（如萨班斯-奥克斯利法案）或者一些组织（如北美电力可靠性委员会）都会规定审查的频率及需要被审查的数据。

3.14.3.4.1 记录

记录文件的生成和管理对电网的运行来说是必需的，而且也是相关规程所要求的。总体来说，记录文件必须记录对核心系统的每一次访问，同时也要记录系统发生的每一次变化。

不难想象，智能电网系统在记录文件中记录了海量的数据，这也是智能电网的规模和复杂性所带来的又一挑战。当这些记录文件在数百个不同的系统中传递时，必需建立一种机制在有需要的时候统一这些文件。这从通信、数据存储及分析的角度来看，都将是一个难题。企业需要建立一套整合和分析记录文件的程序，来保证审查的顺利进行，以便发生重大事件后作进一步分析。

3.14.3.4.2 时间同步

时间同步虽然对于记录来说只是一个较小的子功能，但对于整体的安全性来说却是一个重要功能。时间同步不仅对事件的分析有着重要的意义，在其他安全性功能中也扮演着重要角色，如消息验证和对话管理。在一个统一的智能电网系统中，所有的设备尤其需要共用一个可靠的时钟源。

时间同步对其他高级智能电网设备尤为重要，如需要亚微秒级（即 1×10^{-6}s）的精度才能实现功能的同步相量测量装置等，尽管严格说来不能算是时间同步安全方面的内容，但这可作为一个典型例子充分说明时间同步对智能电网的重要性。

3.14.3.5 密钥管理

密钥管理就是管理用户、进程和设备采用何种密钥的过程。这些密钥用于身份识别，确保在系统间传递指令时信息的完整性。在拥有只有数百台设备的系统中，密钥管理实现起来仍相对容易。然而设备数达到数以百万计的时候，有效地实现密钥管理则相当困难。由于智能电网的终端设备采用特定类型的密钥，不论是采用 X.590 证书加密或

者其他方式加密密钥，这些密钥都必须做到易于管理。系统中每一个密钥，不管是程序、设备或是用户，都必须具备能按需求进行更新或撤销的能力。

遗憾的是，公钥体系及相关结构体系不在本章节的讨论范围。但密钥管理探讨的内容的确与智能电网系统密切相关，因为几乎可以肯定的是终端设备都需要有密钥，而且需要对这些密钥统一管理。

3.14.3.6　消息完整性

3.14.3.6.1　签名

当一个消息从一个系统发送至另一个系统，首先要经过身份验证程序以验证其身份，然后是授权程序以检查该身份的权限。一旦完成这两个过程，消息就能在两个系统间交换。为防止通信受到干扰，还需增加一个环节，也就是消息的签名程序。对消息进行签名基于以下两个理由：第一是确保消息的内容在系统间传递时不会被修改；第二是为了与身份验证相独立开来，鉴别消息发送者的身份。

3.14.3.6.2　不可否认性

当一个消息需要确认时，通常使用不可否认性来代表消息的有效性已经满足所有需要确保消息的发送者已经接收、处理和确认消息的标准。除了确保消息及其回复均已完成所有完整性检测以外，不可否认性还意味着这些消息已经被记录，而且记录文件按处理的次数进行标记。该层次的完整性检测使得系统具备充分的能力保证消息的有效性和审查能力。

3.14.3.6.3　加密

关于这个话题很多的书籍已有叙述，而本书无法面面俱到地对错综复杂的问题在技术上一一理清。相反，本书将总结加密的要旨，也就是保证消息不能被任意的非目标用户或非目标系统所读取，这可以通过不计其数的加密和哈希算法来实现，而所有算法均依赖保持用于加密信息的密钥的完整性这一前提。只要加密受到破坏，消息也不能幸免。

3.14.3.7　网络完整性

网络安全性的保证可以通过多种方式来实现，应对不同的需求采用不同的设备，在正确认识到网络的风险概况后方能选择出正确的设备。不同的网络有着不同的要求，没有一种固定的方案能放之四海而皆准。

3.14.3.7.1　防火墙

防火墙采用一系列已有的规则来监控网络中的流量。例如，防火墙可以限制只允许一个设备与另一套已知设备间特定通信通道的流量，而将其他通道的流量都屏蔽掉。防火墙以审查为目的记录所有的流量，并在使用者发生违反防火墙规则的时候发出警告。

3.14.3.7.2　入侵检测与预防

入侵检测与预防设备通过监控网络的流量，寻找那些符合已知攻击特征的某种数据模式。某些病毒和某些网络攻击形式造成的网络流量是可以预测的，而这些设备正是能检测这些攻击的特征。一旦其中之一的设备检测到某种攻击特征，就可以采取主

动的措施在到达目标前屏蔽该攻击，并向用户发出警报。

3.14.3.8 系统完整性

3.14.3.8.1 恶意软件防护

这里所说的防护是指通常使用的反病毒防护。每个系统都须具备某种恶意软件防护策略。对于无法执行传统软件的系统，应该采取另一种策略，如持续审查和文件签名校验等。一个坚强的恶意软件保护策略不单只屏蔽恶意文件在系统里的保存，而且能在检测到恶意软件时向使用者发出警告。

3.14.3.8.2 配置管理

系统的具体配置对系统的安全性有着举足轻重的作用。配置管理需要能保证系统与已有的基线保持一致并且能立刻发现基线的变化。

3.14.3.8.3 测试与验证

测试与验证，或称质量检验程序，对于系统的完整性来说是必不可少的。在发生任何变化或加入新系统前，都需要评估这些变化对整个系统所造成的影响。对这些变化进行安全性测试，使其不会对系统的总体可靠性产生影响。

3.14.4 安全威胁

安全功能的选择和配备都决定于系统的本身特性及系统的风险。而在一个如同智能电网一般庞大且复杂的系统里，选择与部署对系统的各部分都将是至关重要的。在智能电网中是不可能识别出所有可能出现的安全威胁的。在系统总体设计时，人们总希望能够采取经过研判的风险管理方法进行薄弱环节辨识。在本节里，会对几种最普遍的安全威胁进行讨论，并且讨论各种可行的方法来控制这些威胁。后面的章节里的一些附加内容，会对与智能电网一样复杂的成百上千的潜伏于系统里的威胁作详细分析。

3.14.4.1 人为因素

所有给予安全性技术部分的关注中，人为因素成为最薄弱的环节之一。在正常的运行过程中，总会有一个拥有执行动作职权的人存在，而那个动作将有可能对系统的全局运行产生重大的影响。即使在最合理的控制策略已经准备就绪的时候，还是有可能存在至少一个单一的可信的内部人员，这个人可能是对系统的最大威胁，也有可能是系统最后的也是最佳的一道防线。在智能电网系统中，这些人可能是控制室操作员、工厂车间员工、现场检修人员或者是计算机系统运行维护的信息技术人员。

3.14.4.1.1 蓄意影响

考虑到人为因素影响时，首要且最明显的安全担忧是人对系统的肆意滥用。一个心绪不佳且在系统中拥有足够权限的员工可能会造成极大的破坏。这就是为什么职能分工及控制职位权限的理念这么重要。不管什么人都不应该拥有足以影响系统所有方面的权力。每个允许进入系统的人都应具有唯一的准入允许，并对其可能影响系统运行的所有行为一一记录。

例如，传统的配电自动化系统及现代和未来的智能电网都具有的一个相同功能，就是可重新配置配电线路。一个熟悉业务但有着想破坏系统欲望的内部员工就有可能

设计一个会破坏设备和电网稳定性的配电网络。再换个场景设想一下，一个具有接近变电站自动化设备权限的现场工程师就可以上传恶意代码到一个变电站设备或者修改其固件。

智能电网系统应该从逻辑上或者物理上或者逻辑物理上设计成各部分功能独立的形式。在软件系统中，这可以通过一个稳健的控制机制来完成。在一个网络或者其他直联系统中，这可以通过对网络进行适当的物理分离来实现。更重要的是，员工间的职能也应分开，这样任何人都无法完全控制整个系统了。

3.14.4.1.2　偶然影响

考虑到人为因素的时候，第二个问题就是偶然地或无意地对系统造成损坏。在系统间的充分独立性及各种系统因素间的检查和平衡机制下，这些风险应该有所降低。任何形式的人为错误都可能导致意外的影响。因而需以保证人为错误所导致的损失尽量最小化为目标。

需求响应功能是智能电网高级计量体系中经常考虑的问题之一。这种功能可以调控像空调这一类负荷，以实现优化某个区域内功率消耗的目的。在这个部分中所有讨论到的安全威胁都适用于这种功能。在考虑测试员工的偶然性影响时，可以假设一个简单的场景：一位操作员被授权发起一个需求响应指令，如“关掉空调 30min”。这个操作员开启了流程所需要的应用程序，并且不小心输入了 300min 而不是 30min，然后提交了指令。一个设计严谨的系统一般都会有一个制衡系统来确保输入的数据是在该类型需求所预期的正常范围之内。或许 300min 是一个允许值，但它是一个典型的值吗？在这些输入值不在正常范围内的情况下，应该具备额外的检测来防止意外影响。这仅是诸多例子中的一个。

3.14.4.1.3　预防

关系到人的安全威胁的保护如同人类一般复杂。北美电力可靠性委员会的关键基础设施保护-004 员工及其培训可靠性标准，在这方面提供了非常好的指导作用。员工应该充分了解机构的风险规避措施，并在他们的职能范围内接受足够的训练，对一般性的安全常识也要充分了解。

3.14.4.2　处理过程

处理过程中出现的安全威胁与由于缺乏长期的态势感知所导致的安全威胁是类似的。当执行如要求用户账号和要求进入系统的权限等的事件时，处理过程与安全是最紧密联系的。任一上述例子中若运行过程失控，将无法获知什么用户访问了系统，他们在使用系统时被准予了什么许可。

再者，也是运行过程对系统安全性威胁最大的一点，就是会对系统的监视造成影响。监视是长期态势感知的基础。一个综合的监视程序会对系统的风险预测进行检测，同时也会对权限记录、账号及系统中所执行的动作进行检测。这个程序可以保障系统在预期下运行并且维持合理的安全水平。然而，智能电网的监视仍存在一些问题，这将会在后续章节展开讨论。

3.14.4.3　相关技术

在对较为无形的人为因素和处理过程的讨论后，接下来将探讨与技术相关的威胁。

人们最经常用这些威胁作为例子，因为这类威胁实在不计其数。就如前面章节中提到的，在每一种新技术在复杂系统中采用得越多，其故障模式的数目也就相应越多。

3.14.4.3.1 硬件

在硬件领域内，通常认为那些与运行环境条件和物理干扰相关的威胁是唯一一种威胁。环境威胁可能是人为造成的，但是经常都跟设备的正常运行环境有关，如户外的家用电表或者变电站内的仪表。

随着运行环境更容易被预测，设计应对环境威胁变得简单，而对硬件篡改威胁的应对却变得更困难。即使如此，在各个技术模块的大规模配备中必须慎重应对这种威胁。智能电网的设备中最有可能受到硬件篡改与反向工程的威胁影响的模块就是智能测量模块。测量模块通常数以百万计，这就提供了足够的机会给有企图的攻击者或者出于好奇的好事者拆开这些设备，然后他们就尝试去研究这些设备是如何运作的。而在他们研究这些设备的工作原理的过程中，设备设计中的瑕疵可能会暴露无遗。不管是与设备间的通信、它们的固件还是程序员有关，这都会给以后的隐患埋下伏笔。

在其他行业中，这也已经发生过大量的案例，从手机通信到卫星电视再到家用娱乐设备等的硬件缺陷被暴露出来，危害到已经投入到设备中的保护。配备的智能电网设备几乎无处不在，必然也会受到类似好奇的或恶意的窥探。

3.14.4.3.2 软件

软件上的故障比硬件上的故障更有可能导致智能电网出现问题。对软件攻击，尤其是对网络应用程序的攻击，或许是最容易实施的。也就是因为这个原因，智能电网软件的开发者需要知道的不仅仅是他们的软件会在哪些行业中使用，而且还需要知道在那个行业里维持安全会有哪些特殊问题。事实上软件方面存在的威胁非常多，困难的是如何鉴别出对智能电网危害最大的威胁。

3.14.4.3.3 输入验证

任何软件程序接收数据进行处理的时候，经常会假设发送的数据就是想接收的数据。这种假设导致了很多故障状况，如一些名为“跨网站指令码”和“资料隐码”的入侵模式，但最终它们全部都变成一个大的问题，也就是“输入验证”问题。

输入验证是每个软件模块都应该有的一个过程，以便证明正要处理的数据是各方面所需要的。但是这些数据是否已经具备合适的格式和长度呢？是否含有一些无法处理的额外数据呢？如果所期待的是数值和文本，那这些数据是否就是数值和文本呢？这些数据是否包含了对所有应用程序、操作系统或者正运行着应用程序的服务器软件有特殊意义的字符呢？每一次接收需要处理的数据的时候，都会有这样一系列的问题。不幸的是，对这些问题的检查通常都没有完成或者不能满足任务的需要。尤其是在执行批量数据或者系统间数据转换的时候，合适的输入验证更不会被执行。

输入验证应通过应用程序的接收和处理数据来完成。还有一些其他有效的机制可以防止一些利用不够充分的输入验证作为他们的入侵手段，如一些一般称作“可扩展标记语言防火墙”或者“应用程序防火墙”的装置，其中“应用程序防火墙”装置可以监控两个系统间的流量，识别出指示着各种类型攻击的数据净荷，如果有需要的话

还可以限制系统间的流量。

3.14.4.3.4 对话管理

对话管理指的是维持两个正在通信中的应用程序间的有效对话所需要的处理及技术。而对话管理的问题在于可能允许入侵者篡改一个对话并且开始充当之前已认证过的终端。这样的危险显然就是入侵者会向其他系统发出恶意指令，而那些系统会认为它们还是在跟先前一样可信的设备进行通信。

为了防止对话管理受到攻击，需要谨慎规划通信设备建立对话的过程、有效通话的时长、会话密钥及口令的建立过程，以及不同应用程序间共享验证信息的过程。这个领域的辅助技术还是有很多的。在网络服务领域中，如安全断言标记语言（Security Assertion Markup Language，SAML）一般可以为被管理的对话提供口令，以实现对话管理的目的。

3.14.4.3.5 运行维护

不要忽略的是，没有修复补丁的系统是最重要的软件威胁来源之一。无论它是操作系统软件或者是应用程序软件，又或者是设备固件，若是没有按照供应商的建议来维护它们，那么这些都构成了软件威胁。减少这种威胁需要确定相关的软件更新，进行风险分析，启动变更控制程序，使系统的各个元件都能得到更新。

尤其是对于智能电网来说，造成运行维护过程如此具有挑战性的原因是系统间的复杂性和高度的依赖性。在软件组件数量不断增加的同时，验证测试案例的排列数目将会呈指数倍增长。当软件更新对系统多个层级造成影响时，测试这个软件更新对下层系统的影响可能会变得非常困难。通常来说，解决方案只有在极为需要的时候才会进行更新，并且此时尽可能地与运行系统相隔离。这个方案在严格控制和隔离的环境中是可行的，但在未来可能会出现问题。智能电网的演变还在继续，对外部数据库、外部系统及外部软件应用程序的依赖性都会增加。这种对外部系统依赖性的增长可能会驱使内部系统比之前所预期的更新得更频繁，以便维持系统间的兼容性。通常是基于可靠性或者安全性才进行软件更新的。由于这些更新对电网整体的运行十分重要，所以对软件的运行维护是减少智能电网系统的各方面威胁的必要环节。

3.14.4.3.6 额外信息

常见缺陷案例（Common Weakness Enumeration，CWE）手册可以提供大量软件系统常见问题的案例。常见缺陷案例技术手册（CWE Technology Manual，CWETM）和其他资源的链接将会在后面给出。任意一个运行环境中都有大量特殊的潜在软件脆弱性问题，因而只需要对几个重要的对系统构成重大影响的风险进行分析即可。

3.14.4.3.7 通信

在通信中存在许多已知的威胁，需要评估它们对智能电网的危害性。在这一部分内容中会强调那些严重的威胁，但由于系统的复杂性，还有其他许多的因素。本章最后的资源指南会提供补充的指引。此处不会给出一个详尽的列表，仅指出一些最具潜在威胁的典型脆弱性类型。

3.14.4.3.8 拒绝服务

攻击一个通信通道最简单的方法就是彻底屏蔽该通道。一个通信通道根据具体的

特性可以通过很多种方法来进行屏蔽。如果考虑到一个典型的有线通信通道，那么最简单而且最有效的攻击就是剪断该线路。根据整个系统的设计和断开线路各端系统的功能，这会造成不同程度的影响。大多数按可靠性设计的系统都包含一些其他形式的通信备用来预防线路人为蓄意破坏或者无意造成的故障。

假如发生的情况不是物理线路上的断线，而是因太多数据占用了通道，导致合法的信息无法通过通道有效地通信，那该怎么办呢？试想一下，一个挤满了人的体育馆中，所有人都用扬声器对着场上的运动员进行呐喊助威，那该是多么吵闹烦人。可怜的场上运动员听不到任何一个人所说的话。这类型的攻击不仅可能对通信通道造成影响，而且还会使设备的通信流量受到攻击，由于这些设备在尝试处理所有非法数据，因而会变得迟钝起来。这类型攻击对有线和无线通信通道都能起相同作用。

拒绝服务（Denial of Service，DoS）攻击可以通过许多种方法来预防。最重要的方法就是对通信通道自身的保护。在任何时候，通道的物理途径都应尽可能被保护起来。当无法保护的时候，网络通信设备就应该注意那些连接到该线路的未经授权的设备，并且采取行动去限制这些设备的运行或者通知相关工作人员。在通信通道中采用如路由器和防火墙等网络装置也可作为发现并阻止拒绝服务攻击的手段。

当使用无线通道时，可以利用加密来确保未授权设备无法通过通道进行通信，这样就可以起到保护通信的作用。但是，如何保护它的频率不受到无线干扰却又是一个难题。唯一的防御方法是采用变频机制，如采用 IEEE 802.11 标准的装置。然而，如果攻击者干扰了所有可用通道，那么唯一能做的就是找出并移除无线干扰的源头。当采用无线技术的时候，应当重点考虑出现可屏蔽通信的电波干扰的可能性。

3.14.4.3.9 信息拦截

信息拦截其实跟窃听一个对话的场景相似。一名能够拦截信息的攻击者甚至可以取得对话中的关键信息。为达到其目的，攻击者将自己定位在两台设备间的有线线路或者在无线通信所使用的电波通信通道中，并且记录它们间相互传递的数据。如果没有通过加密或其他手段保护好数据的话，攻击者就有可能看到数据，很大程度上就如同电话里面的对话被录音了。在听了一段对话后，攻击者或许能够“听”出足够多的词语，并因此得知信息的内容。有了这些信息数据，攻击者就有可能逆向操作数据流并且收集数据。

在一个智能电网系统中，这些数据可能是与电网的任何操作相关，甚至延伸到与用户家庭局域网相关。这个薄弱环节可能会暴露了某些信息，而这些信息可能会提供更多额外的信息，以致系统其他部分可能受到新的攻击或者出现信息篡改的漏洞。

当讨论信息拦截的时候，需重点考虑传输数据的原理。如果数据包含了用户的个人身份信息，就需要对其信息进行特殊处理，以保证采取了恰当的安全措施来保护个人隐私。

3.14.4.3.10 信息篡改

信息篡改就好比在电话里使用变声器。如果使用一个足够好的变声器，你或许能够愚弄电话另一头的人，使其相信你是另外一个人。然后由于他们认为这信息是来自

值得信任的人，就有可能更加相信彼此间的对话内容。为了利用这个与信息篡改有关的薄弱环节，攻击者将会在两个系统间传输信息的时候对该信息进行修改。与前述的信息拦截相类似，攻击者将其锁定在两台通信设备之间的线路中。一旦锁定成功，攻击者可以采取多种方法篡改这些信息。

篡改信息最简单直接的方法就是破坏信息。攻击者可能会通过屏蔽设备间通信的手段来完全截停这些信息，这种情况涉及拒绝服务攻击。另一方面，攻击者还可能会通过删除或者输入数据帧的方式来故意破坏数据。由于信息无法到达，或者以无法读取的格式到达接收设备，该信息实际上已经被破坏了。这种攻击的影响可大可小：若是被破坏的信息是一个通知而不需要任何动作，又或者是可以稍后再传递的消息，那么它所造成的影响就很小了；但如果信息中包含一个需要即时、按时做出响应的警报，那么就会造成严重的破坏作用。

另一种篡改信息的形式就是一种重放攻击的形式。与之前的攻击一样，攻击者都是锁定在两台设备间的通信路径中并且记录两台通信设备之间的对话。在未来的某个时间点上，攻击者在通信通道中重放了之前的对话，目的就是使得通信系统中的一方或者双方执行动作，就如同收到一条全新的对话一样。与其他攻击类型一样，它的严重程度取决于对话的类型。在最严重情况下，攻击者可能已经记录好一段对话，而这段对话可以要求任意一台通信设备关机、重启或者改变其运行状态。如果没有采取有效的保护措施，这就可能引起一个非预期的对系统可靠性有消极影响的状态变化。

3.14.5　智能电网中的网络安全

智能电网威胁已经成为诸多研究和文献的讨论热点。在研究这个问题时还有一部分重要的工作需要完成。

美国国家标准及技术研究院智能电网互操作性专家组（Smart Grid Interoperability Team，SG-IP）在网络安全工作小组发表了一篇文献，收录于美国国家标准及技术研究所检索 7628《智能电网网络安全策略和必备条件》。这篇文献是私企和能源行业中所有领域的专家们长期工作的成果。

在高级电表方面，有两篇文献在帮助评价设备安全性能的时候具有重要的参考价值。第一篇名为“基于高级电表安全架构的无线获取语言”，由美国爱达荷州国家实验室国家监控与数据采集试验孵化计划发表，而该计划就选择高级测量方案的实用性提供了很好的建议。第二篇是来自美国公用事业通信架构国际用户组织（UCA International User Group，UCAIug）的关于高级电表测量体系及智能电网端到端安全性（AMI-SEC）的文献，也涉及这些和其他更多的观点。

NIST 智能电网互操作性标准的框架及发展蓝图对七个领域进行了定义：市场、操作运行、服务提供商、发电主体、输电、配电和用户（见图 3.208）。

每个领域在其他地方都有进行说明。在这个模型图中，实线标明了各领域间的安全通信连接。为了实现安全通信连接，必须具备以下几个重要的安全服务。

3.14.5.1　身份认证与授权服务

身份认证服务为确认所有用户的身份或者其他系统使用一个应用程序、一项服务

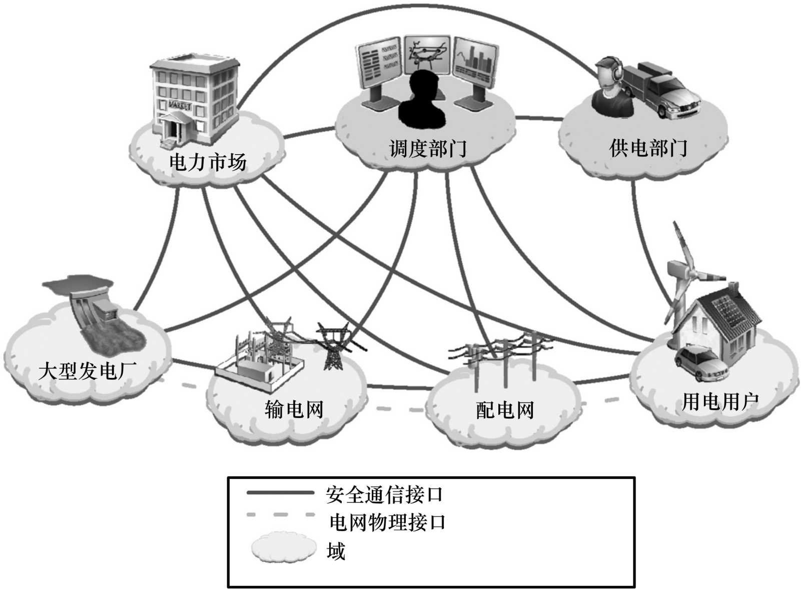


图 3.208　NIST 的智能电网互操作性标准框架（© Copyright NIST）

或者另一个系统所需要的权限提供了必要的手段。中央认证服务包含了来自多个数据源的身份数据，而这些数据源包括人力资源数据库、外部用户数据库及其他与用户识别、软件系统识别以及设备识别等相关的数据源。

授权服务会将中央认证数据源所包含的数据与授权数据源的数据整合。授权数据源可以是外部应用程序的数据库，或者是其他目录源。授权服务可根据其定义、作用、责任范围、类别或者其他可以满足商业要求的方式来实现。

通常身份管理系统融入了身份认证和授权服务。在安全结构的核心部分拥有一个识别管理系统，可使其成为处理所有与安全相关请求的中枢，为构建一个牢固的安全结构提供额外的重要作用。

3.14.5.2　证书服务

一个拥有成千上万终端节点的高度复杂、高度离散的系统，如同智能电网一样，所面临的重大挑战之一就是如何在系统各部分之间确定信任和身份识别机制。关于证书工作原理的阐述已经超出了本章所讨论的范围，但是为了明确这项服务的要求，下面将会介绍这项服务的目的与使用。

证书可以看作是身份识别的口令，而这种口令可以分配到用户、硬件或者应用程序。当任意一方想与另外一方进行数据交换时，就可以通过证书服务来确认彼此的身份记号，安全地授予对方权限，然后交换加密后的数据。证书的产生、分配及验证是一个复杂的话题，因此，为了本节的讨论，只需了解证书是可以用作两个系统间辨别身份及通信加密的一种方法即可。

证书服务一般是与身份管理系统配合运行的，而身份管理系统数据库或者目录通

常都会将这些证书储存起来，并在需要验证另一系统证书的真实性时重新调取。

证书不是实现有效的身份验证及加密的唯一途径，但它却是一个牢不可破的方法。配备证书时还需考虑如何对数以万计且独一无二的证书进行管理、维护及如何对证书的发行和过期进行处理。这些全都很好理解，但关键在于给出解决这些问题的思路。

3.14.5.3　网络安全服务

利用网络技术对系统进行分离是保护基于网络的智能电网的极为有效的方法。在网络层有一部分服务是目前效果最为显著的安全技术之一，包括网络设备（如路由器和防火墙）。将一个系统从另一个系统中在网络上逻辑分离可以减少大量的薄弱环节。这种逻辑分离可能会通过虚拟局域网技术或者在重要系统和网络间线路断开物理连接来实现。另外，智能电网的解决措施会大量使用受保护的网络分区，一般是数据管理区（Data Management Zone，DMZ）分区。这些分区可在一个安全网络和相对不安全网络间的起到缓冲作用。

一个管理完善的系统若包含上述网络技术，则可为应对僵尸网络的攻击（Network-borne attack）提供有力防御。除此之外，基于网络的安全服务会与其他安全服务（如身份验证、授权及证书系统服务等）紧密联系在一起。当所有服务都整合在一起后，真正意义上的智能电网端对端安全应对策略将初具雏形。

就像智能电网的其他方面一样，提高安全性的发展将会是一个不断变革的过程。目前已经具备了所需要的各种技术，然而提高智能电网行业的标准并且搭建一个具备互用性的框架仍是一个难题。若是没有创立起安全互用性标准，不同来源的智能电网解决方案会彼此不兼容，因此就有可能需要一个时间跨度更长、代价昂贵的系统整合计划，而这个计划将会提高智能电网技术投资的费用并降低其经济合理性。

2011 年的夏天，美国智能电网互通性专家组制定了五项标准，这些标准在确保智能电网的功能性和互用性方面具有十分重要的作用。这五项标准如下：

1）IEC 60870-6 系列，兼容国际标准和国际电信联盟—电信标准局建议指标的遥控协议。

2）IEC 61850，电力应用自动化的通信网络与系统。

3）IEC 61968，分布式管理的多功能电气系统接口上的应用程序整合。

4）IEC 61970，能量管理系统的应用程序接口。

5）IEC 62351，电力系统管理与相关信息交互——数据与通信安全性。

这五项标准中，IEC 62351 与智能电网安全需求十分吻合，但无论是站在输电运行的角度还是用户家庭电能管理的角度，还需要制定更多的标准才能从真正意义上做到端对端安全保障。相关工作的研究仍在蓬勃发展中。

除了安全性标准和互用性问题，还有关于下一代安全技术的难题。能源工业中采用的设备一般都是长期使用的，但是实现智能电网的通信和安全指标并没有具有相当长的寿命。尤其是无线技术，与实用型设备相比，其预期寿命则短得多。当研究人员发现新技术并将它植入计算机系统的同时，也会使得安全技术和薄弱环节快速地变化更新。这些都可以通过具有无线升级技术的模块化硬件方案来减轻影响，此外通过如

固件等硬件技术的精选，利用固件升级的方式也可解决新的安全漏洞问题。这些升级受设备的处理能力所限，而在物理硬件不变的情况下又会对当前状态的处理能力有所限制。

未来智能电网的全球化也会逐步上升到国家安全的层面。与一个独立的小系统相比，一个复杂且互联的系统由于其本身特性必然会带来更大的风险规模。为提高效率及可靠性，对自动化、通信及软件等方面技术的依赖度不断增强，这需要各个国家制定各自的法律法规来保护自身的电网免受攻击。这种智能电网上升到国家安全高度的趋势，有可能把全球智能电网的安全标准和互用性发展进程分割开来。智能电网的设计者、建造者及操作者都要清楚地认识到，虽然这里都是基于在传统的信息技术方案背景对大多数威胁进行讨论的，它们很大程度上也适用于智能电网的技术方案。当在探索智能电网最佳安全方案时，借鉴其他复杂信息技术系统中经过长年发展和成熟的经验才是明智之举。

3.15　智能电网的标准化工作

Erich Gunther

描述智能电网标准及相关技术的一个基本方法是想办法把电网、实施的标准和应用的技术分解成相关的部分，这样就可以开展有目的的研究，使限制问题得以解决的障碍暴露出来。

下面是与建立智能电网所用的标准和技术有关的四个基本问题：

1）新近出现并对智能电网未来发展有影响的技术有哪些？

2）如何在规划之时就避免选用了事实上不适用的应用系统，从而避免因设备更换（或设备搁浅）所需付出的昂贵成本？

3）如何培育现有的或新的技术，使其可公开获取，并参与竞争并具有商业竞争力，从而可为用电用户提供在满足用电需求的同时节约用电成本的新途径？

4）政府部门何时应介入？何时不应介入？（即“介入什么？”“如何介入？”）

3.15.1　关于标准和技术的简介

标准的制定可以看作是一个连续的过程，最初可能是由某一家公司单独提出，由某个或某些专利来界定，并取得了多方的认可，随后形成了一系列技术或市场的需求，再成为国家标准，最后才会成为国际标准（见图3.209）。

技术协定、技术需求和技术规范等内容由某个或某些个人、产业联盟或一些组织来提出。他们往往拥有所提内容的知识产权，因此可以快速地提出具体的设计、评价、产品规格和系统的方案，通常在数月之内可完成。

单一组织制定技术规范的例子来自计算机行业，如美国微软公司提出的API。软件开发者将这些可公开获得的接口与微软的Windows开发者工具包（Software Development Kit，SDK）相结合，可开发出运行在Windows框架下的运用程序。微软公司建立了良好的反馈机制，允许开发者和软件使用者反馈他们关于软件、API和SDK的问题，还

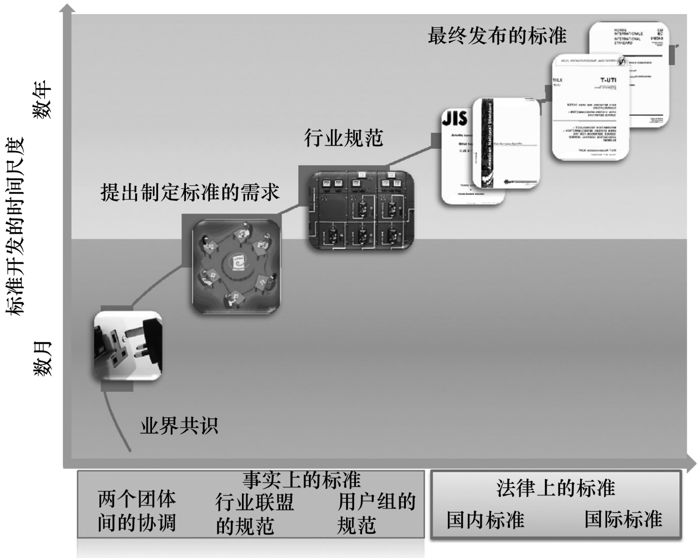


图 3.209 标准制定的过程（© Copyright 2012 Enernex. All rights reserved）

组织相关会议来持续关注整个 IT 环境发展背景下的信息交互问题。最后微软公司会通过一个认证程序（以标签或图标的形式）来声明用户在某些特定背景下的软硬件应用能力的资质。

行业联盟是由一些认识到某项技术的应用价值的企业和个人组成的团体，他们形成了一个“兴趣小组”来实现其目标，如促成某项技术的设计和市场推广方案的编撰。尽管都是由多个部分组成的，行业联盟和正式的标准工作组在规则和工作成果方面还是存在区别。所有对某一课题感兴趣的企业和个人都可以组成行业联盟，无论成员数量和成员身份如何都没有关系，因此不同行业联盟的行事规则存在很大差别。举例来说，无线个域网（ZigBee）联盟拥有一个由 15 个成员组成的董事会（其头衔是“发起人”），仅有技术供应商才允许加入；其他的成员还可分为“参与人”和“应用人”等不同的类型。该技术联盟的工作成果是所谓“技术大纲”，即所有成员都通过的技术规范。

由于行业联盟的成员组成可以是任意的，在某些特定情况下需满足反垄断的规则，其工作成果必须提交给某个标准制定组织（Standard Development Organization，SDO），以使其成为真正“合法的”行业标准。通常在某种技术规范正式形成标准文本之前，行业联盟就会在业界内部进行推广，推广的形式与正式的 SDO 类似。多数行业联盟努力的目标之一是验证某一产品在预定的认证框架下的互操作性。除了产品的互操作性和取得认证之外，行业联盟还尽可能与其他行业联盟的规范相结合，使得产品更加符合市场需求。例如，2008 年 8 月 ZigBee 和 HomePlug（家庭插座电力线联盟）两大行业联盟共同发布了一项技术融合的声明。

下面列出了几个电力工业界著名的家庭区域网行业联盟：①家庭插座电力线联盟

（www. homeplug. org）；②Wi-Fi 联盟（www. wi-fi. org）；③Z-Wave 联盟（www. z-wavealliance. org）；④无线个域网联盟（www. zigbee. org）；⑤电力企业智能网络接入端口（U-SNAP）联盟（www. usnap. org）。

与这里的讨论相关的另一种组织形式称为“用户组”。用户组、行业联盟和正式的标准化组织之间的区别在于用户组的规则更加自由，允许对已经发布运行的标准和正在研究制定的标准进行自由讨论。体现两者之间关系的有一个明显实例，即 IEC 61850 标准的开发委员会（第 57 技术委员会第 10 工作组）和 UCAIug 旗下的 IEC 61850 标准技术委员会。IEC 的技术委员会由各国专家组成，并由 IEC 统一任命和接受，每一工作组在制定 IEC 标准（此处为 IEC 61850 标准系列）的时候都遵循规范的流程。IEC 61850 系列标准的第 10 部分关注的是设备互操作性的测试。UCAIug 的 IEC 61850 技术委员会是由用户中的专家组成的，每半年左右召开一次全体会议来讨论如何使各自的产品遵循 IEC 61850 的要求，该专家委员会评估以一致、透明、公正的态度来开展各种标准化的测试，以促使产品符合标准所制定的目标。

在 UCAIug 内部还有如 OpenHAN（关注家庭区域网）和 AMI-SEC（关注高级计量体系的安全性）之类的专门工作组，这些工作组也有相关系统需求的技术规范公开发表。这些“用户组”制定的技术规范允许用户和产品制造商通过一个公共的文档来进行交流，使它们各自理解实现商业目标所需面对的复杂性。这些“事实上的㊀”技术规范和需求往往通过正式标准化工作组进行推进的方式最终成为“法定的”技术标准。图 3. 209 所示的标准制定的过程是一个标准制定的全过程，从更加专业的阶段进行到更加开放的阶段，伴随着一般的时间过程。

标准制定组织以类似的方式在全世界范围内工作。一般来说，受反垄断相关法规所限，为了避免如市场划分、协商定价等反竞争行为，实际从事标准制定工作的工作委员会的数量有限。此外，知识产权被认为是标准内容的潜在来源，因此往往要求知识产权拥有者对其进行公开[1,2]。标准制定组织与行业联盟及用户组之间的明显差别是对有可能参与竞争的候选人有明确的限制，以确保公正和对各方面的利益进行协调。举例来说，美国国家标准协会拥有三大类成员，分别为制造商、用户和一般利益者，出于选举公平性和协调性的考虑，任何一个群体所拥有的有选举权的成员数不能超过全部有选举权成员数的 40%。

正式的标准（及许多技术规范）都是从“事实上的标准”发展起来的，也就是说是由足够多的生产厂商进行充分的协商才能产生关于各种产品、工艺和协议的“标准”。以此为基础，标准制定组织起草出“法定的”标准——撰写规范、拥有类似法律的效力。通过谨慎地实现选举活动在各方面的平衡、公开的规则和公开的参与，标准在特定的评判场合的确可以扮演类似法律的角色。若单一标准制定组织所开发的标准仅有区域性的效力，多个标准制定组织（如 IEC 与 IEEE 或 ANSI 与 IEEE）还可能共同发布具有公共效力的标准协定。这是实现真正协调发展的第一步，此时标准已可以作

㊀　指一些已客观存在但尚未有法律明确规定的事物。见美国联邦法院的定义。

为更广泛的市场规范。

下面列出的是若干与北美电力工业界相关的标准制定组织：①ANSI——美国国家标准协会（www. ansi. org）；②DIN——德国标准协会（www. din. de）；③IEC——国际电工委员会（www. iec. ch）；④IEEE——电气电子工程师协会（www. ieee. org）；⑤IETF——互联网工程任务组（www. ietf. org）；⑥ISO——国际标准化组织（www. iso. org）；⑦ITU——国际电信联盟（www. itu. int）。

表 3. 17 给出了标准制定流程汇总，包含前面描述的标准制定流程的关键要素。

表 3. 17　标准制定流程汇总（© Copyright 2012 Enernex. All right reserved）

	级　别	制　定　者	被接受的标准	实　　例	制 定 周 期
事实标准	专利层面	一至两家供应商或用户	占市场主导地位或被广泛接受	文件格式，API	数月
	行业联盟	供应商或用户的组织，代表整个行业或整个市场	行业内大部分成员接受	ASHRAE①，DNP②，EIA③，IETF，ZigBee	数月至数年
正式标准	国家标准	国家标准制定实体	一国或多国范围内	ABNT④，ANSI，CEN⑤，CSA⑥，DIN，JSA⑦	数年
	国际标准	国际标准制定实体	世界范围	IEC，IEEE，ISO，ITU	

① 美国制冷与空调工程师协会（American Society of Heating，Refrigerating And Airconditioning Engineers）。
② 分布式网络协议（Distributed Network Protocol）。
③ 美国电子工业协会（Electronics Industries Association）。
④ 巴西技术标准协会（The Brazilian Technical Standards Association）。
⑤ 欧洲标准化委员会（Committee European Normalization）。
⑥ 加拿大标准协会（Canadian Standards Association）。
⑦ 日本规格协会（Japanese Standards Association）。

3. 15. 2　标准制定组织

从事技术标准制定和组织工作的实体有很多，从正式的标准制定组织到不那么正式的行业联盟和用户组都有参与。

美国 NIST 启动了一项关于三相智能电网互操作性的研究计划，目的是汇总迄今为止相关标准的开发状况，以及工业界和研究机构对其进行验证的情况。需要特别声明的是美国 EPRI 参与了 NIST 的研究计划，着重关注如何能在工业界代表、政府机构和科研院所之间寻求共识。NIST 于 2009 年底完成了一个测试和认证计划，列出了相关技术的优先级、技术标准及行动计划的雏形。美国 FERC 目前正致力于使被推荐的标准制度化。

NIST 在 2009 年 9 月发布了一个研究报告，把最初推荐的 16 个标准扩展到 77 个，所有这些标准可在报告正文中获取[3]。尽管如此，仍有大约 70 个关于智能电网的广泛领域有待 NIST 保持跟进，并提出特定的推荐标准。当然，NIST 最需关注的是它们的主要监管者（FERC）提出的 14 个优先发展的领域，对于这些领域的成果需求是越早越

好。在这 14 个“行动计划”中只有一个真正形成了标准，即关于如何对现有智能电表进行升级的标准，由美国电气制造商协会（National Electrical Manufactuers Association，NEMA）负责制定。

3.15.2.1　关注智能电网标准的典型 SDO 工作组简介

3.15.2.1.1　IECEE CB

IECEE⊖的认证机构（Certification Body，CB）计划（IECEE CB）是国际合作的典型范例，通过缓慢消除技术壁垒、明确国家之间的差异来促进国际贸易的发展。IECEE CB 一方面强制所有的参与国家生产的电气部件、电气装置和其他相关产品满足 IEC 的标准，同时又为所有成功满足 IEC 标准需求的成员提供认证服务（CB 测试认证证书）。若某国国家标准与 IEC 的标准不尽完全一致，可以在正式声明差异及将差异细节上报给 IEC 的前提下继续使用。

3.15.2.1.2　IEC SG3

IEC 成立了作为智能电网战略工作组角色的标准成员委员会，其职能是建立智能电网各设备和系统间互操作性的标准。该委员会已建立了一个用于标准化的框架，可以帮助许多国家迈出发现问题、实现能源高效利用的第一步。此外，IEC 开放了一个全球性的智能电网门户网站，可以提供关于智能电网项目适用标准的完整目录。

3.15.3　行业联盟

除了官方的标准制定组织之外，一些认为某项特定技术具有价值的行业联盟、企业实体和个人也会形成一个兴趣组来促进这些技术的发展，如完成该技术设计和市场化文档的撰写。行业联盟和正式的标准工作组在规则和工作成果方面还是存在区别的。所有对某一课题感兴趣的企业和个人都可以组成行业联盟，无论成员数量和成员身份如何都没有关系，因此不同行业联盟的行事规则存在很大差别。举例来说，ZigBee 联盟 拥有一个由 15 个成员（“发起人”）组成的董事会，包括技术供应商和其他两类成员（参与者与应用者）。该技术联盟的工作成果是所谓“技术大纲”，即所有成员都通过的技术规范。由于行业联盟不需在成员组成中保持平衡，也不须遵循特定的反垄断法规，它们的工作成果在成为真正的“法定”标准之前必须上交某个标准制定组织来审查。

每个行业联盟都必须联合业界不同参与者来实现它们声称的目标。通常行业联盟在某个成果成为官方的正式标准之前，都会努力促使其先成为行业内的技术规范。例如，2008 年 8 月 ZigBee 和 HomePlug 两大行业联盟共同发布了一项技术融合的声明。

多数行业联盟的主要目标之一是实现产品间的互操作性，并往往辅之以一些认证计划来验证这样的互操作性。电子技术、电力技术与常规的物理技术不同，在行业内实现产品的互操作性往往是最终建立起技术标准的最佳途径，对特定用户群体明确实现互操作性目标所面临的问题、制定测试规程和对结果进行认证等各方面都有好处。

⊖ IEC System for Conformity Testing and Certification of Electrotechnical Equipment and Components，IEC 电工设备及部件合格测试及认证系统。

3.15.3.1　智能电网行业联盟实例

3.15.3.1.1　电网智能化架构工作组

电网智能化架构工作组（Grid Wise Architecture Council，GWAC）是另一个致力于为实现真正的互操作性奠定基础的工作组。GWAC 与 NIST 共同发起了电网互操作性学术会议，目标是实现系统与系统间及业务流程与业务流程间的互操作性，为一个可持续发展的电力系统做好准备，为新型能源的接入制定政策，在涵盖发电至用电的全局层面做通盘考虑。

3.15.4　用户组

除了标准制定组织和行业联盟之外，在标准的开发中起重要作用的第三方力量是用户组。用户组往往允许对标准和技术规范的应用做出更加自由的讨论。体现两者之间关系有一个明显实例，即 IEC 61850 标准的开发委员会（第 57 技术委员会第 10 工作组）和电力企业通信架构国际用户组（UCAIug）旗下的 IEC 61850 技术委员会。IEC 的技术委员会由各国专家组成，并由 IEC 统一任命和接受，每一工作组在制定 IEC 标准（此处为 IEC 61850 系列标准）的时候都遵循规范的流程。IEC 61850 标准系列的第 10 部分关注的是设备互操作性的测试。UCAIug 的 IEC 61850 技术委员会是由用户中的专家组成的，每半年左右召开一次全体会议来讨论如何使各自的产品遵循 IEC 61850 的要求，该专家委员会评估以一致、透明、公正的态度来开展各种标准化的测试，以促使产品符合标准所制定的目标。在 UCAIug 内部还有如 OpenHAN（关注家庭区域网）和 AMI-SEC（关注高级计量体系的安全性）之类的专门工作组，这些工作组也有相关系统需求的技术规范公开发表。这些“用户组”制定的技术规范允许用户和产品制造商通过一个公共的文档来进行交流，使他们各自理解为了实现商业目标所需面对的复杂性。这些技术规范在撰写的时候往往遵循必要的风格，以便由正式标准化工作组进行推进，以最终成为“法定的”技术标准。[⊖]

3.15.5　智能电网标准的评估

尽管绝大多数智能电网领域的技术人员都能意识到在建设智能电网时技术标准的重要性，但还是会关注一些基本问题，如引入一个标准需要花费多长时间？该标准是否已得到国家级或世界级标准制定机构的认可？标准从制定到被普遍接受往往需要 2 ~ 4 年的时间，因此业界往往不能用目前通用的方法来制定智能电网方面的标准，并寄希望于一些经济刺激计划的成功实现。那么对于智能电网方面的标准应该如何发展呢？首先，值得庆幸的是目前已经有一些经过世界级标准制定机构认可的标准，完全能满足当前或不久将来智能电网的发展需求。

图 3.210 所示为智能电网中需要互操作的各个领域，给出了一个从较高层面观察智能电网的视角。在理想的情况下，每一领域、每一参与者和每项技术都应相互影响，增强电力生产活动中所有角色（电力企业和用户等）实现其经济、技术和社会目标的能力。只要有需求，采集上来的数据就可以随时随地转化成有用的信息，并通过小至

⊖ 本段内容与 3.15.1 节的某段内容相同。——译者注

家庭区域网（用户可以用来购电及安装对自身用电的监控装置）大至电力企业的专门通信网络（由企业级的基础设施构建而成并与各企业级应用程序对接）来进行传输和发布。而实际上，图中每一横向排布的领域都代表一个能实现互操作的区域，采用的标准和技术可能存在竞争或互为补充的关系，人们往往在采用某种特定技术或相关技术的时候并不考虑其他领域的技术需求。

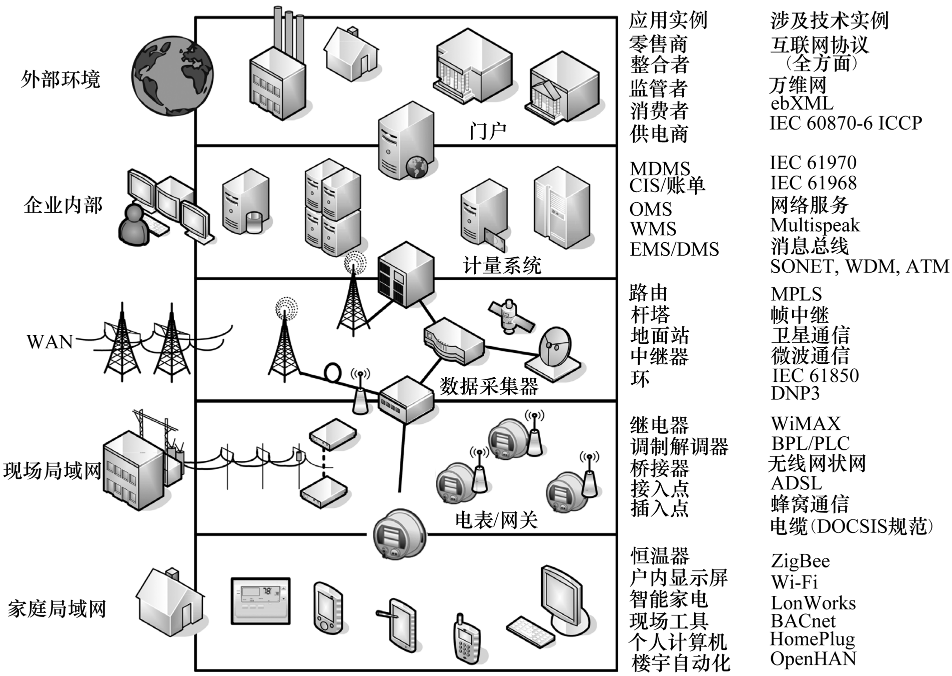


图 3.210 智能电网中需要互操作的各个领域（© Copyright 2012 Enernex. All rights reserved）

如图 3.211 所示，以利用 AMI 采集数据为例，包括实现设备和系统间互操作性（信息的无缝交换）的主要障碍。人们可以轻易从家庭局域网出发来追踪信息，经由某个局域网或广域网，直到深入电力企业内部。从与本视角垂直的角度来看，可以看到一个包含有七个层次的开放系统互连分层通信模型，分别为应用层、表示层、会话层、传输层、网络层、数据链路层和物理层[4]。为了实现成功的集成，任意两个设备或系统都必须遵循所有这七个层次所需的标准和协议。

第一层是所谓物理层（PHY），明确了信息传输所采用的具体介质（硬件）。第二层称为数据链路层，或称介质访问控制（MAC）层，是以帧（多个比特）为单位的信息在硬件和软件间实现交换的地方。第三层称为网络层，主要功能是确定信息传输路径，并为数据包（多个帧）指定逻辑地址。第四层是传输层，在其中建立点对点的连接并使信息段（多个数据包）得以交换。第五层为会话层，实现机间通信。第六层为表示层，实现信息的展示和加密。最后一层为第七层，即应用层，是数据真正被应用、信息真正产生及用户能接触到接口设备的地方。

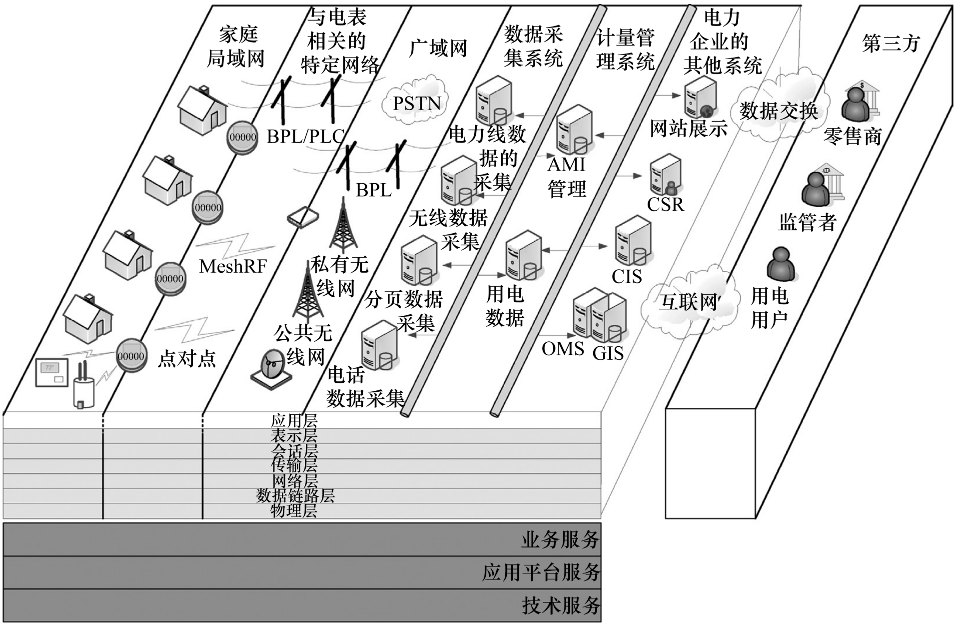


图 3.211　采用 AMI 技术实现互操作性所面临的障碍（选自 G. Gray，AMI Enterprise，A Framework For Standard Interface Development。可访问 http：//osgug. ucaiug. org/sgsystems/OpenAMIEnt/Shared%20Documents/）（© Copyright 2012 Enernex. All rights reserved）

并不是所有的通信协议都会显式实现所有这七层。一些相对“简化”的 OSI 模型可能只包含有三、四层，然而所有七层的功能通常都会在协议的某些地方实现了，尽管某些层仅是隐式地实现。一般认为，OSI 模型是实现通信功能的最详细的实用化展示。

3.15.6　智能电网标准的需求差异分析和建设任务的分解

图 3.212 所示为电力企业通信域的分解及适用标准，描绘了如何把电力企业的通信功能分解为若干分散的领域（并不是全貌），这些通信域包括企业级（集成）、控制中心（LAN）、WAN、变电站（区域网）、现场区域网（FAN）、居民用户通信（HAN）和分布式能源（DER）。电力企业现有的多数业务流程系统在设计、招标、部署和应用的时候都是只考虑单一的应用程序，俗称“筒仓”。能跨越运行和通信两大领域的最常见应用系统为数据采集与监控（SCADA）系统，可由控制中心通过 WAN 来直接对变电站层面的设备进行操作。为了消除这些企业内部的信息孤岛，电力企业大力进行更先进的应用程序的研发。这些新的应用程序在使用的时候都假设有一个高速通信网络可用。此类应用程序的典型例子是已广泛应用的电能质量检测控制系统及相量测量监控系统；前者通常需要功能丰富的监视装置（需处理海量数据）和极快速的通信系统，来控制电力系统在预期的运行条件下运行（亚秒级至分钟级）；后者采集的数据相对较少，但仍需要高速通信，因为需要缩短信息传输的时间，用于电力系统中的继电保护装置（秒级）和电力系统运

行状态的计算（分钟级）。

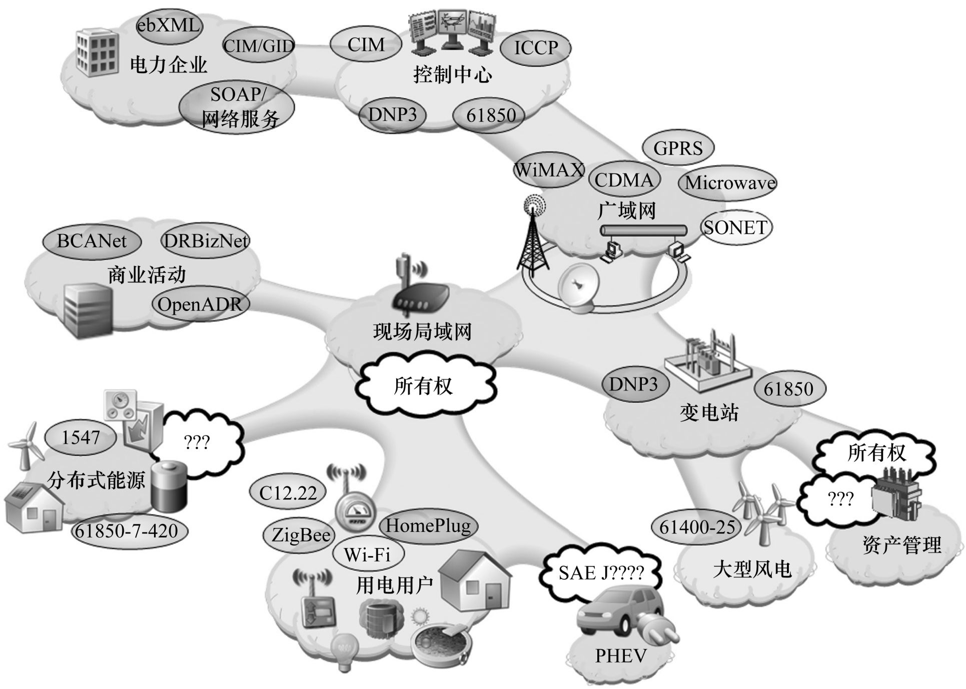


图 3.212　电力企业通信域的分解及适用标准（© Copyright 2012 Enernex. All rights reserved）

在电力系统商务领域仍存在大量的单一目标应用程序，其生产领域的情况也类似。很少有公司能给出处理两个以上领域的多个解决方案。即使把问题进一步简化一下，人们也往往发现技术标准和用户仍主要关注一个领域、一个集成方案或一个应用程序。

由于在电力系统的各个领域及 OSI 模型的各个层面上都有过多的标准可以利用，需要将现有的标准罗列起来并与实际需求相对照，这就是所谓的“需求差异”分析。开展需求差异分析的主要方法是明确罗列需求与可用技术，通过用例㊀来理清具体的需求是功能需求分析的最佳途径之一。

3.15.6.1　发电方面的技术标准

对于发电设备领域已经定义得很清楚，已有成熟的标准和法规条例。然而发电领域的技术总是在不断向前发展，因此总会有新的标准出现。

3.15.6.2　输电方面的技术标准

输电设备领域也已经定义得很清楚，已有成熟的标准和法规条例，在电力企业的运行控制程序与输电设备的通信方面也是如此。输电领域的技术总是在不断向前发展，

㊀ Use case，UML 语言中的重要概念，是对一组动作序列的抽象描述。系统执行这些动作序列，产生相应的结果。这些结果要么反馈给参与者，要么作为其他用例的参数，是第二代面向对象技术的标志。（来自百度百科）——译者注

因此总会有新的标准出现。表 3.18 给出了输电领域的标准和技术，是不同输电领域的有代表性的标准、规范和技术。

表 3.18　输电领域标准和技术（© Copyright 2012 Enernex. All right reserved）

领　　域	标准/规范/技术
控制中心	IEC 61970 CIM
	IEC 60870-6，控制中心间通信协议（ICCP）
	国家乡村电力合作协会（NRECA）的 MultiSpeak 标准
变电站	IEEE C37.1，SCADA 及自动化系统
	IEEE C37.2，设备功能号
	IEC 61850 相关协议、配置和信息模型
	IEEE 1646，关于通信性能
	分布式网络协议（DNP3）
	ModBus 网络通信协议
	IEEE C37.111-1999，电力系统暂态数据交换的通用格式 COMTRADE
	IEEE 1159.3，电能质量数据交换格式（PQDIF）
变电站外围	IEEE C37.118，相量测量
	IEC 61850-90（开发中）
	IEEE1588，精确同步时间协议
	网络时间协议
安全性	IEEE 1686，智能电子设备（IED）的安全性标准
	IEC 62351，电力企业通信安全标准
	NERC 的关键基础设施保护（CIP）标准
信息硬化及编码相关	IEEE 1613，变电站网关硬化标准
	IEC 61000-4，电磁兼容标准
	IEC 60870-2，遥控操作条件标准
	IEC 61850-3，通用需求

3.15.6.3　配电方面的技术标准

典型的集中式发电形式和变电站典型设计已经定义得很清楚，已有成熟的标准和法规条例，对于配电领域的传统通信设施未来将也是如此。然而，在该领域中正酝酿着大规模的革新。抛开传统的集中式发电形式，在电网的配电层面也可能接入分布式电源（包括发电和储能）。IEEE SCC 21 标准协调委员会和 IEC TC 8 技术委员会两大标准制定实体都成立了多个工作组，来集中制定关于在配电网一次侧（高压，电压等级高至 34.5kV）和二次侧（低压，电压等级低至 240V）接入发电或储能装置的技术标准。下面为几个典型标准实例：IEEE 1547 分布式资源与电力系统的互联标准，IEC 61400 风电系列标准，IEC 60364-7-712 太阳能发电建设的标准，IEC 62257 在乡村建设小型可再生能源和混合式电网的系列标准。在相关技术的应用方面，已有大量工作用于定义信息交换标准，目标是用于允许模型信息交换、潮流计算结果信息交换及运行

和控制数据的交换等。将这些集中在一起就是通常所说的 CIM 标准。在标准制定方面，IEC 已发布了关于 61970、61968 和 61850 系列的多种出版物，其中第一类被称为通用接口定义（Generic Interface Definition，GID）和 CIM 标准，第二类包含业务间信息交互的 CIM 标准，第三类是关于变电站监测、运行和控制的 CIM 标准。其他一些关于在配电网中用到的协议的例子包括用于配电自动化的 DNP3 和 Modbus 协议，用于电力计量产品的 ANSI C12.19（基于数据表的数据模型）和 ANSI C12.22（网络通信）协议。IEC 62056 是一系列关于计量协议的标准。

3.15.6.4 AMI 通信技术方面的技术标准

电力设备制造商当前正在研发关于 AMI 通信的“最后一英里”[⊖]方案，主要围绕五个核心技术展开：无线放射状网络、无线网状网络、电力线载波（Power Line Carrier，PLC）、宽带电力线通信（Broadband over Power Line，BPL）及光纤。无线放射状网络技术在需授权波段（200～900MHz）和不需授权波段（900MHz～2.4GHz）都有应用。在需授权波段应用无线放射状网络技术的优点是可以使用更强的信号发送功率（可高达 2W，通常只有 1W），并能有效屏蔽信号干扰源；存在的主要缺点是在运行的各个环节都需要授权，同时最佳的频率可能已被占用。在不需授权波段应用无线放射状网络技术的好处是不用考虑授权的需要，可以利用“免费”的波段，在更广泛的波段内有更多的选择；但是往往会容易受到外界的干扰，信号传输的功率也更低。在有线信号传输方面需要面对的主要障碍是如何让信号穿越类似变压器这种电力系统设备（对于通常的无线电频率而言，变压器是天然的滤波器）。另一个难题是如何尽可能加快双向通信的速率。BPL 技术可以通过选择合理的频率波段来解决通信速率问题，然而对于 PLC 而言就不太容易，因为后者采用的通信设备往往会收到其他无线通信设备（如业余无线电爱好者的装置）的干扰。在光纤通信技术中上述各种问题都不存在，但是在考虑“光纤入户”时成本往往是一个很大的问题，如果铺设光纤仅是为了一个目的（如采用先进的电力计量技术），往往是很不合算的。一些小型市政部门有时会在这些领域取得成功，因为它们首先可以利用光纤来作为有线电视、电话和互联网服务的载体（取决于与公平竞争有关的法律方面的问题），同时仍为电力系统的应用留出足够的带宽。

电力有线通信技术的主要缺点是与用水用气表计的计量技术不兼容，因为电力的通信采用配电导线作为信号输送的载体，所以其他与电力无关的服务只能采用无线技术。一些公用事业部门采用了融合多种技术的解决方案，即应用不同技术来实现多样化的目标。

3.15.6.5 用户方面的技术标准

在用户侧，设备制造标准的制定往往是由产品的安全需求和监管法规（尤其是与用电电器有关的法规）来驱动的。美国保险商实验室（UL）和加拿大标准协会是制定

⊖ 原意指完成长途跋涉的最后一段里程，被引申为完成一件事情的时候最后的而且是关键性的步骤（通常此步骤充满困难）。通信行业通常用来指代从通信服务提供商的机房交换机到用户计算机等终端设备之间的连接。来自百度百科。——译者注

相关安全性标准的主要机构，同时美国国家消防协会（NFPA）负责制定用于评估设备安装的美国国家电气规程（NFPA 70）。IEEE C2 是另一个主要出于用电安全性考虑的标准，通常称作美国国家用电安全规程（NESC）。在通信信号及其干扰方面，美国联邦通信委员会基于美国联邦法规（CFR）第 47 条第 15 款来对电器产品进行评估。多数的家用电器都要经过这种测试和评估，评估的内容是对于任何输入的干扰信号都能正常运行，电器本身不会产生任何波段的干扰信号。由于本领域内产品的多样性，相关通信标准和规范过去并没有广泛应用，也没有被业界广泛接受。工业界经过长期努力，目前已出现了一些比较成功的技术规范（主要来自于 ZigBee 和 HomePlug 两大行业联盟），也有一些比较成型的标准，如 BACnet㊀、LONWorks 现场总线技术协议和 X-10 电力载波通信协议等。在某些特定的情况下，行业联盟会主动去适应现有的标准，以使其产品满足该标准认证和市场化的需求。一个典型的例子是 Wi-Fi 联盟，其成立的目的就是为了使相关产品遵循 IEEE 802.11 系列标准，从而符合市场的需求。

3.15.6.6　企业级集成方面的技术标准

企业级集成关注的是如何把多个分散的应用程序整合在一起，从而满足电力企业的业务需求，所涉及的应用程序名称里面往往有“系统”两字，如停电管理系统（OMS）、地理信息系统（GIS）、配电网管理系统（DMS）、能量管理系统（EMS）、客户信息系统（CIS）、计量管理系统（MDMS）及企业资源管理系统（ERP）等。通常上述各系统都是由不同的设备供应商研发的，导致在开展电力企业业务过程中对数据的管理存在困难。工业界正致力于开发并推广通用信息模型㊁，避免进行仅针对特定系统的集成工作。

3.15.6.7　NERC 的 CIP 标准

NERC 的关键基础设施保护（CIP）标准于 2008 年被美国 FERC 通过并获得法律效力。这些标准为电力企业明确了必须遵循的评价标准，以确定和保护关键的网络设施。然而，一系列司法权问题为如 AMI 等主要针对配电网的智能电网技术带来了一定程度的混乱。争论的焦点在于 CIP 标准是否也适用于 AMI 设备，因为 CIP 标准中的一个判据明确地把 AMI 定义成了关键设施。CIP002 声明，电力企业应该考虑“那些可以自动切除规模等于或超过 300MW 负荷的关键系统和设备”。如果 AMI 在部署的时候配备有自动断电的功能，即使在为 100 000 户居民供电的规模不大的配电网中也很容易超过这一限度。对于那些登记参与较大规模需求侧响应程序的用户来说，也许没有真正发生中断供电就已经超越了这一裕度。这里可提供一条有用信息：如果先进的智能电网技术（如配电自动化、先进计量技术之类）没有充分发挥作用，或没有正确使用，甚至被恶意使用，都可能对用户负荷产生显著影响。此外，由于这些系统高度自动化，有可能造成用户负荷水平突然下降；若变化程度足够大，将会影响到全网的稳定性，包括在输电和发电的环节出现问题，甚至会导致连锁故障乃至大范围停电事故。这是技术发展速度超过监管法规发展速度导致的典型恶果。从法律的角度来看，NERC 对发电

㊀ 楼宇自动化控制网络通信协议，Building automation and control network communications protocol。

㊁ 如 IEC 61970 和 IEC 61868 标准系列。

和输电有监管权，因为发电和输电常涉及美国跨州的业务。然而绝大多数配电网相关技术（包括 AMI）都不会涉及跨州的业务，因此只能由美国各州内部的电力监管委员会来进行管理。至本书出版时，NERC 的 CIP 标准还不适用于 AMI 或其他在配电领域应用的智能电网技术。

3.15.7　超越标准化

制定各项技术标准的目的是为了在应用某种技术的一般做法方面达成某种共识。除非某种标准存在特定的互操作性测试或指导性原则，否则各项技术必须遵循标准的要求。电子技术、电力技术与常规的物理技术不同，在行业内实现产品的互操作性往往是最终建立起技术标准的最佳途径，对特定用户群体明确实现互操作性目标所面临的问题、制定测试规程和对结果进行认证等各方面都有好处。

技术标准成功实施过程中主要参与者间的互动如图 3.213 所示。电力企业和设备制造商通过各种方式向用户组和标准制定组织提供信息，可能采取的方式包括课程学习、技术革新、应用指南乃至直接参与标准制定等。用户组可以较早接触到标准制定组织编写的标准草案，因此可以对可能存在的问题进行深入讨论、提出改进方案，从某种意义上来说可以得到与目标一致的结果；这使得电力企业和设备制造商能更早了解改进后的标准，可编制普遍需要的实施指南和测试规程，使得人们对技术更有信心，避免用户“购买后后悔”的情况出现。

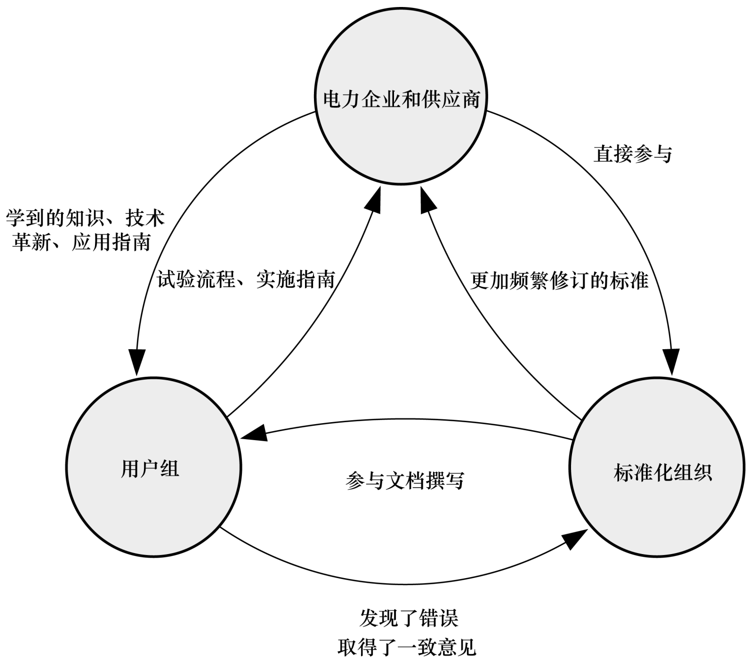


图 3.213　标准成功实施过程中主要参与者间的互动

（© Copyright 2012 Enernex. All rights reserved）

电网智能化架构工作组（GWAC）是另一个致力于为实现真正的互操作性奠定基础

的工作组。GWAC 与 NIST 共同发起了电网互操作性学术会议，目标是实现系统与系统间及业务流程与业务流程间的互操作性，为一个可持续发展的电力系统做好准备，为新型能源的接入制定政策，在涵盖发电至用电的全局层面做通盘考虑。㊀

利用政府或其代理机构制定和发布的规则和法律是单一用户组能够促进标准和技术发展的另一途径，最好是不需要特别多的明文规定，仅靠恰当的奖惩措施就能实现目标。在其他行业中有一个很好的例子，即汽车制造行业普遍采用的平均燃油经济性标准（CAFE），已被编撰入美国法典[6]。这一标准对所有汽车行业产品都使用，不需要针对特定的模型做专门的转换。汽车市场会为制造商反馈有用的信息，如哪种型号的汽车市场需求量大，需求量到底有多少，诸如此类，来促进它们改进相关技术（引擎、燃烧技术等）来满足政府对标准的需求。

事实上“标准”一词仅针对特定的条件有效。这里建议在提到“标准”的时候特指那些已经具有一定强制力的标准，尤其是应用是不需“强制”改动时更应如此。看起来把那些仅是事实上而非强制性的“标准”也简单地称为“标准”，似乎并没有什么大问题，但这的确混淆了“标准”的本质定义。正如“工程师”一词在很多场合也被滥用，甚至在一些未经过职业教育和认证的场合也往往有大量的“工程师”称谓。建议在这些情况下使用更接近实际情况的词汇如“规范”、“需求”或“需求规格说明”，来代替更加严格的“标准”一词。

最后一个问题是如何把仅适用于某一区域的标准推广到更大范围。一些机构间存在现成的共同发布标准的协议，如 IEC 和 IEEE 之间或 ANSI 与 IEEE 之间，还有其他一些例子。这是实现真正协调的第一步，目标是将该标准推向更广阔的市场。

3.15.8　关键问题

为了使智能电网的理念成为现实，电力工业界必须解决下面列出的各个问题。

3.15.8.1　先进技术的部署仍未完全研究成功

尽管建设智能电网所需的各项技术基本都已存在，其中大多数都没有被很好地引入到电力行业中㊁，只是在近几年来电力系统中才出现了应用这些成本利用率更高的先进技术的成功范例。这一方面是由于该领域的发展才刚刚起步；另一方面是由于面临着应用智能电网相关技术的压力，电力企业目前往往需要与设备供应商一起合作来定义技术需求，提供设计结果的反馈，并评估产品的设计原型。在电力企业规模被缩减、监管已被放松的情况下，很多电力企业很难找到足够的研究和开发的资源来实现上述与供应商的合作。

快速利用智能电网技术及占据市场领军地位带来了双重压力，可能导致对短期或长期安全性的特殊关注。了解如何开发安全的嵌入式技术已经成为一种稀缺的昂贵资

㊀ 本段与 3.15.3.1.1 节内容相同。——译者注

㊁ 电力工业相关领域和相关技术的一个很好的例子可参见 NIST 的一个文件，名为“NIST 关于智能电网互操作性标准发展路线图的报告”，其网址为 http：//www.nist.gov/smartgrid/InterimSmartGridRoadmap-NISTRestructure.pdf。

源，目前几乎完全没有与承受巨大压力、迫切希望实现的相关领域有密切的配合。所带来的后果是目前的很多技术在实施的阶段都因过于仓促或不成熟而产生大量瑕疵。

设备制造商需要花很长的时间来满足电力企业用户的需求，在设备制造过程中进行强有力的控制，以保证高度的安全性。AMI-SEC 特殊工作组新近才完成了其关于 AMI 系统安全性需求规范文档的第一个版本。即使设备制造商已开始遵循 AMI-SEC 的指导来生产产品，也需要长达数月的时间来使其能得到现场应用，此后很可能又需要数月的时间来使电力系统工作人员发现问题，并将这些问题用 AMI-SEC 指南规定的方式进行解释。而当前，这些设备制造商还在用原有的方式生产设备并在现场安装。期待电力系统的潜在需求早日成为现实，大量更换现有设备，尤其是更换电网薄弱节点处的相关设备。

3.15.8.2 小型电力企业缺乏市场推动力

先进的技术在大规模电力企业中更容易得以应用和推广，主要出于以下两个原因：首先，大型企业用于应用新技术的内部资源更多；其次，新技术的应用场合也很多，因此也更容易向设备制造商提供有价值的反馈信息，也就更容易促进新技术的改进。小型电力企业不存在规模经济的优势，无法承受力度较大的经济刺激，因此往往只能使用所谓“现成”的技术。这可能意味着小型电力企业开展的智能电网项目往往并不那么“智能”，或这些智能电网项目很可能由于性能价格比并不高而被迫推迟实施。

3.15.8.3 在互操作性方面存在弱点

很多关键的智能电网通信标准（如 ANSI C12、IEC 61850、IEC 61968/61970 等）都存在下述共性问题：

1）很多标准都已经出台了很长时间（可能长达十年之久），不同的厂商为了使标准达成一致已经付出了惊人的努力。有些标准还能幸存至今简直就是奇迹。

2）尽管如此，多年以来标准制定和发展的过程表明，它们可以为电力企业用户的应用程序做出变通。

3）这样一来，标准里面就必然存在大量实施的选项，却很少有强制性的内容，使得电力企业在应用的时候必须耗费巨大的工作量来开展内部的工作。

4）电力企业应用这些标准的领域一直以来都是由某些单一供应商所控制的。不幸的是，出于经济性的考虑，这些领域今后仍将处于这种垄断状态，除非标准被真正采用。由于这一原因，大范围的互操作性测试在实际工作中的开展是非常缓慢的，有时是非常痛苦的。

5）有些时候没有哪些组织（如 ANSI C12）会提供认证测试服务。尽管普通的认证测试不像严格的互操作性测试那样高效，至少它可以向真正的互操作性迈出坚实的第一步。

6）这些通信标准涉及的设备通常可以建立基本的通信通道，并轻易地交换简单的信息。然而电力企业往往会发现，如果它们试图应用更加高级的功能，则这些通信设备很难在一起协同工作，因为不同的设备供应商实现技术标准的具体思路是很不一样的。GridWise 互操作性框架[7]把这些实现思路的差异解释为在语义理解、业务环境或业务流程等层面缺乏互操作性的结果。

解决上述问题的常见做法是付出更多的时间来等待这些技术标准渐渐成熟起来：标准实施者发现标准的薄弱之处，电力企业用户渐渐提出更多强制条款的需求；整个行业逐渐形成明确的实施规范，尽可能限制设备制造商对标准做出不同解释的情况。以 IEC 61850 为例，在第一个版本发布了三年之后，才准备发布第二个版本来弥补第一版本中存在的诸多缺陷。

然而，从智能电网相关的电力监管情况和经济性现状可以看出，有些电力企业没有足够多的时间来等待这些技术标准“成熟”。也许有必要组织这些电力企业形成兴趣组，率先迈出步伐，主动开拓设备互操作性标准的发展路径。无论如何，为何实现这一目标，必须假设已经有人知道最佳的发展路径是什么！

3.15.8.4　企业应用集成方面的问题

在这一领域存在典型的互操作性薄弱环节，因为目前企业应用集成的现状是高度手工化、劳动密集型的工作，严重依赖电力企业现有的信息架构和业务实践经验。

本领域两大主要标准系列，即 IEC 61968/61970 的 CIM 标准及 MultiSpeak 标准，它们从不同的方向来试图解决这些问题。

CIM 标准并不试图提供“即插即用”的能力来实现互操作性，而是定义一系列“工具包”，用来开发一些全新的交互协议。对 CIM 的这种做法可以打一个比方：CIM 定义了基本的词汇表，但电力企业必须制定特定的语法，来利用这些词汇构建句子。如果两个电力公司从一开始就没有在一起工作，没有定义相同的规则，那它们即使都采用了 CIM 标准也很难相互通信。

MultiSpeak 标准最初是由国家乡村电力合作协会（NERCA）下属的多个小型电力企业合作制定并专门满足它们的特定用途的，其解决问题的方法与 CIM 完全不同。它利用特定的命令和语义表严格且明确地定义了每一应用程序交互界面，完全不依赖可能存在差异的电力企业信息基础设施（如所谓“中间件”）。这种方法促进了不同设备供应商间互操作性的改善，所需功能规模合理，能更好地适应应用程序集成的需求，在功能扩展的时候也有明确的规则。

应用集成那些令人头痛的问题的解决方案应该就隐藏在上述两大类技术之间的某个地方，这两大类技术有可能出现相互融合的趋势。事实上，目前已有一个备忘录致力于促进两大技术领域的开发者寻找相互协调的方法。时间又一次成为问题所在。

3.15.8.5　缺乏标准的配电局域网，尤其是无线网状网络和电力线宽带网络

配电自动化领域往往又被称为“与用户的接口”或“连接家庭用电的最后一英里”，主要的解决方案都是为用户量身定制的，需要解决一个典型的工程问题：由于有数以百万计的终端设备需要部署，这就必然要求单一的部署方案必须是非常廉价的，同时这些终端设备覆盖的区域又是非常辽阔的，而且地形地貌千差万别。不但如此，自启动和远程下载固件更新等一些新的配电网应用程序功能还要求通信系统具有低延迟、高带宽的性能。

有数十家设备制造商都在致力于解决上述问题，提出了各种各样的解决方案，都期望自己的套路是“一招鲜，吃遍天”，帮助它们占领业界的制高点。不幸的是，迄今

为止真正的行业领导者还没有出现。只要这种现状存在一天，就不能指望这些设备制造商能坐在一起主动制定什么通用的标准。

在本领域的确已经存在一些标准，很多都是大有希望的。非对称数字用户线路（ADSL）和有线电视已经覆盖了许许多多的楼宇，同时也有大把移动通信技术可以利用。最新的无线技术 WiMAX㊀是一种开放的技术标准，具有独特的优势。然而电力企业对这些新的技术仍持怀疑态度。在距离用户最后一英里处出现这种畏难情绪主要是出于多个原因，如新技术也许不能保证充分的可靠性、带宽和覆盖面。当然，在数千乃至数百万个终端运行点处部署这些新设备所必须付出的成本是最主要的一个障碍。在电力系统中总有一些用户是很难处理的，为他们提供供电服务主要是出于电力企业承担社会责任的考虑（而不是出于经济性的考虑）。这些用户的存在使得刚刚提到的设备成本问题更加突出，往往这仅占2%的用户需要耗费20%甚至更多的成本。电力企业可以在这些用户的附近应用这些开放标准的技术，但真正接入用户仍然是因用户不同而异的。

为了保证这些具有互操作能力的技术运转正常，就必须把各式各样的交互协议上升到系统安全性的高度来考虑。从安全性的角度来说，任何技术都不能说是无法攻破的，人们只能期望这些技术在还没有落伍之前可以确保安全。使用各种专门交互协议有可能给人们一种系统安全的错觉㊁，但其实与该协议相关的技术往往会完全暴露在协议之下，因此是很不安全的。这种现象又被称为“通过隐匿来实现安全”，人们普遍认为这是保护有价值的设备时最脆弱的机制之一。关于人类的严酷现实是，所有人都会犯错，所有人都会受自己的视野所限。新技术的应用往往受益于大量行业内专家的深入分析和审查，总是处于不断开发完善之中。当然，这种情况仅出现在基于开放性标准的工作中。

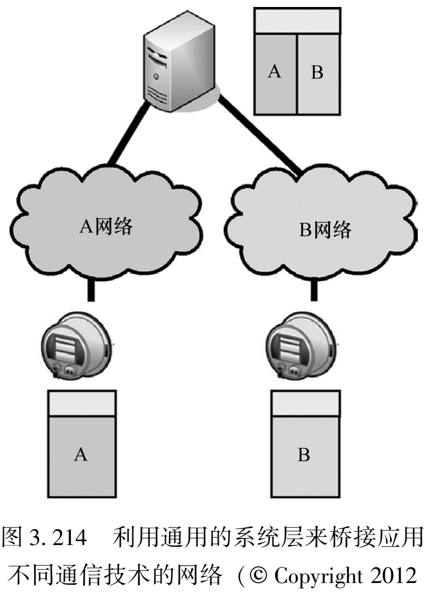


图 3.214 利用通用的系统层来桥接应用不同通信技术的网络（© Copyright 2012 Enernex. All right reserved）

通常对拥有各种物理通信层的系统的解决方案是通过一个通用的网络层或应用层来“桥接”不同的技术方案，如图 3.214 所示。本领域最突出的领先标准是 IP 标准系列，自几十年前起就一直在开展这种“桥接”技术方案的研究工作。然而多数现有的特定最后一英里技术方案所面对的

㊀ Worldwide interoperability for Microwave Access，全球微波互联接入，也叫无线城域网，是一种新兴的宽带无线接入技术，能提供面向互联网的高速连接，数据传输距离最远可达 50km。——译者注

㊁ 因为只有这些交互协议涉及的技术才有可能被应用，所以其他不相关技术就无所谓安全不安全的问题。从全部技术领域的层面来看，多数技术都不会引发安全性事故，似乎是很安全的。——译者注

应用功能对信息传输能力的要求并不高，因此经过成本方面的考虑后通信带宽都有所削减。如果像基于 IP 的解决方案那样需要很大的带宽，或者像互联网技术通常的方式允许任何设备按照需求在任何时刻从通信网中获取带宽，则这些现有的特定方案是无能为力的。

一些设备供应商已经意识到了这一问题，因此它们在为电力系统提供现场局域网解决方案的时候采用了一种基于开放标准的应用层，称为 ANSI C12.22（包括 ANSI C12.19 的数据模型）。理论上来说，这将允许计量系统利用 ANSI C12.22 技术通过 IP 或各种现场局域网与任何同样支持 ANSI C12.22 标准的设备交互信息。不幸的是，在现实中这种同时支持多个设备供应商的计量系统并不存在。ANSI C12.22 标准在实现的时候允许的条件过于灵活了，导致即使支持 ANSI C12.22 的计量系统也只能支持由同一供应商生产的测量仪表。更有甚者，ANSI C12.22 是一种计量方面的技术标准，也是相关领域唯一的一种实现设备互操作性的方案，这意味着很少有测量仪表以外的其他设备能使用这种通信网络。

总而言之，在这最后一英里的区域内可能成功的解决方案必然是用更低的成本换取更大的带宽。这将允许在用户的建筑之内装设支持标准 IP 的设备；作为额外的收获，也支持在柱上安装这种支持标准 IP 的设备。有迹象表明，已有一些设备制造商能在不久的将来满足这一要求。

3.15.8.6　过多的家庭局域网标准

为了在家庭中部署如 AMI 和需求侧响应之类的智能电网应用功能，电力企业必然会将它们的影响范围扩展至用户的室内，开拓全新的电力系统自动化市场。相关的产业已经采用了各种各样的网络技术，从开放式到专有式，从有线到无线。本领域的领导者有 HomePlug 的 6LoWPAN 和 ZigBee；此外还有半专有式的解决方案，如 LonTalk、Insteon 和 Z-Wave；以及更加传统（也更加昂贵和耗能）的开放标准，如以太网和 Wi-Fi；还包括通用但历史悠久的各种通信协议（如 X10）。此类技术标准种类如此之多，而且互操作性的能力也不强，已经给设备供应商提出了很大的难题，而且由于 AMI 和其他智能电网应用功能的出现使得问题变得更糟。电力部门更希望能在其服务区域内的所有楼宇中应用同一种网络技术，这在过往的通信市场中几乎是不可能实现的。

在本领域中还是有一些方案是比较有希望的，其中最需要提及的是 OpenHAN 工作组定义的一系列实现可被电力企业采用的家庭区域网络标准的先决条件，其下一步工作是定义一个 CIM 模型来作为各种网络技术的载体。其次需要提及的是由 ZigBee 联盟在很短时间内起草出来的“智慧能源”技术大纲，其中提到了用于实现电力企业功能的应用层模型。此外，一个可喜的信号是 ZigBee 联盟和 HomePlug 之间达成的共识，目的是在它们各自发展的无线通信技术和宽带电力通信技术间开发一个通用的应用层。所有这些努力都是在 UtilityAMI 组织的协调下完成的。

然而，任何标准的制定和推广都需要时间。当前电力企业在实现面向用户的智能电网应用的时候只能考虑两种方式，要么只针对那些已经接入互联网的用户采用特定的技术，要么要求用户已经配置好家庭局域网，或等待将来应用程序的更新版本出现。

在后者的情况下，用户在将来真的升级程序的时候所需付出的成本更高。

3.15.8.7 电力企业与用户间关口的确定

尽管 EPRI 和其他机构在几年前就开始研究所谓“用户用电设备门户”的概念，介于电力企业和用户之间的关口形式还远未充分定义。举例来说，若某应用系统在广域网和配电局域网中采用 ANSI C12 标准，而在用户的建筑之内采用 ZigBee 的智慧能源框架，并不存在一种规范来明确定义这两种技术中的某一种如何被映射到另一种中。用 ANSI C12 表达的一个需求侧响应事件该如何用家庭局域网的对象和信息来描述呢?

3.15.8.8 通用信息模型

缺乏对网关映射的定义是在智能电网领域缺少通用信息模型（CIM）所带来的特殊问题。例如，当电价发生变动的时候，需要先生成一个符合 CIM 标准的信息并在电力企业内部传递，要想通过广域网或现场局域网进行传输就必须把该信息翻译成对应的 ANSI C12 格式，而要想将其传输用户户内的恒温装置还必须再一次翻译成对应的 ZigBee SE 格式。之所以必须进行这样的格式转换，是因为没有同时覆盖所有层面的公共通信网络，从而也无法将电力企业层面的信息逐字传送给用户的具体电器设备，因为没有足够的带宽。对于采用了分布式网络协议（DNP3）的柱上式配电自动化装置来说，人们在如何对信息进行格式转换及转换到什么程度方面达成的共识更少。

当前所有的这些信息格式转换步骤都是特定的，因设备供应商的不同而异，因为目前还没有一个大家都认可的可用于所有信息传输层面的通用模型。CIM 作为专门用于电力行业信息传输的数据模型是一个很好的起点，UtilityAMI 组织的各个部门已开展一些工作来协调 CIM 与其他相关技术间的关系，但仍有大量的工作要做。

3.15.8.9 历史遗留的输配电自动化系统

电力企业在试图向它们管辖的设备部署智能电网应用功能的时候，必须首先处理已经存在的各个自动化系统。绝大多数电力企业经过多年的建设已经部署了多个应用系统，它们之间存在所谓的“自动化信息孤岛”。由于鲜有现成案例可供遵循，自动化项目往往质量不一，甚至功能不完备，在配电领域更是如此。现在向智能电网中大范围推广自动化系统的商业环境已经大大改善，技术人员必须寻找合适的途径来把电网中已有的应用系统与新的智能电网技术结合起来。

现有的各应用系统面临的一个严重问题是其所采用的技术往往已经过时，很多已经没有技术支持。在电力工业界广泛存在所谓“技术延迟”现象，指的是很多电力企业认为非常“先进”的技术，其实在主流的计算技术领域已经很陈旧，甚至已濒临淘汰。在这方面可以列出一长串例子，如同步光纤网（SONET）、帧中继技术、10 兆以太网、中继式移动无线通信，甚至还包括租用有线电话网络等。很多更古老的技术（如 Bell 202 调制解调器）目前只有在电力系统的自动化领域还有应用。在建设智能电网的时候必须寻找集成或淘汰现有系统的途径。

3.15.8.10 设备孤立时经济性差，设备整合时初期投资需求高

在计量和配电自动化领域，仅靠智能电网基本的功能很难收取很好的商业效益。几个比较典型的例子包括简单的自动读表或馈线故障定位和自动恢复功能，尽管没人

能否定这些功能的固有价值，毕竟如此少的应用很难产生足够的投资回报，来说服投资者在非常大的范围内建设相应的通信网络。

很多早期的智能电网实践表明，当把多个智能电网应用功能整合在一起集中部署的时候，集成后的商业应用情况变得可以接受了。举例来说，当把基本的读表功能与基于计量的停电管理、防窃电管理、预付费管理及实时电价功能结合起来后，投资者就很容易做出建设 AMI 的决策。类似的，若把故障定位与相量测量和实时状态估计等功能整合到一起，其在输配电自动化领域的应用就变得更有价值。

然而，更先进的功能及对安全性、网络化管理和数据管理等更全盘的考虑（见图 3.215）意味着更大的前期投入。对于很多电力企业来说，整合多个先进的智能电网应用功能所需的前期投资都是一个巨大的挑战。

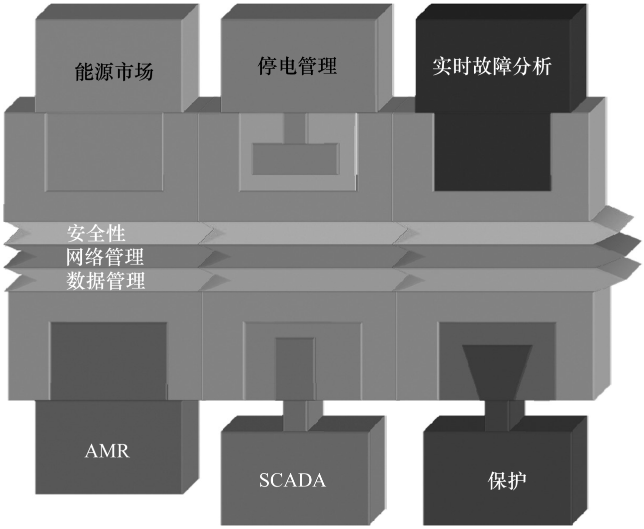


图 3.215　智能电网应用功能的整体集成（© Copyright 2012 Enernex. All rights reserved）

3.15.8.11　不同业务的融合

电力企业在试图建设智能电网自动化的时候可能面对的最大的挑战，来自于原本孤立的业务部门间需要建立信息交互，甚至可能需要它们相互融合起来。典型例子如下所述：

1）SCADA 与继电保护的融合。经过多年的发展，目前人们越来越清晰地意识到，采用了智能装置和现代化的局域网技术的变电站综合自动化系统需要与变电站的实际功能相结合。继电保护装置必须是可监测的，SCADA 设备必须承担部分继电保护的功能。类似的，管理这两类设备的上级部门必须学会相互沟通。

2）信息技术与电网运行技术的融合。由于电力企业广泛应用了企业总线技术，传统的 IT 部门与电网运行部门之间的差异将越来越小，尤其是涉及安全方面的问题时更是如此。

3）计量与配电自动化的融合。尽管这两大类系统负责的是同一个地理区域的电

网，它们在业务的层面往往是完全不联系的。然而在不久的将来，它们将使用一个通用的唯一的配电网通信网络，因此它们现在就应该着手启动一些运行业务合并的工作，以尽可能利用整合后智能电网的技术优势，如可以考虑对现有的停电管理业务进行改进。

4）电力技术与其他工业技术的融合。由于电力系统内部出现了越来越多的以用户为核心的应用功能，如实时电价、分布式发电和微网等，电力企业必须更多地关注其外部这一早已广泛应用工业自动化技术的世界。以往电力企业与用户间的关系是单向的，现在必须把用户也当作合作伙伴，因为用户对电力系统实际运行所做的主动贡献已经越来越多。

3.15.8.12 整体安全性的实现

尽管 NERC 的 CIP 标准系列更多的是关注配电网方面的智能电网技术，在标准中明确地声明：电力企业必须在其所拥有的所有自动化系统的各个层面都充分考虑信息系统的安全性，不仅是针对具体的设备、计算机系统和相应的技术，也针对所制定的政策、业务流程和培训环节。这在技术上看起来是可行的，即使没有法律强制这么做，电力企业也被建议尽量遵循这一指导。为了确保技术实施的高性能，电力企业必须在企业内部各个层面保持一致性，以技术整合的方式来部署和实施。

智能电网的出现可以使信息在电力系统中自由流动，为实现电网运行的高效、高可靠性和高成本效率提供了更大的机会。然而，这同时也为对电网实施信息攻击的人提供了更大的机会。为了应对这一挑战，多数电力企业在建设智能电网的时候都会采取渐进的形式，逐渐地把安全性技术、信息网络的管理和数据的管理整合到智能电网的应用功能中来。

3.15.9 最佳实践

在实现 AMI 相关技术的时候，多数电力企业重新发现了系统工程理念的独特价值。应用相关技术的第一步就是把受先进计量技术不同方面影响（举例来说，如电表本身、通信设施、信息技术、系统规划和运行、与用户的交互、设备运行维护、可靠性、商业活动等）的人们集中到一起，在一个更高的层面上来讨论问题，使用“用例”作为相互沟通、分析不同人们反应的工具。例如，在这一系统工程领域的框架内，用户可以通过不同的机制来发挥作用，如直接参加研讨会、消费者权益团体和其他人们关注的团体。在这些用例中，人们可以在编写文档的步骤中分辨出不必要的参与者和需求，既可以是功能性的，也可以是非功能性的，并将其一一枚举出来。与电力员工做进一步深入的讨论，可以精确锁定那些影响大且易于实现的回报目标，从而可以制定具体的商业规划。电力员工可以获得一个对需求进行打分和评级的分析工具，利用它可以评估任何技术相对成熟的程度，可以计及需求和商业目标之间的明确关系，设备供应商随后就可以得到明确的信号，表明如何开发或改进相应的系统或设备来迎合电力企业的需求。

通过这样的艰苦努力，双方（电力企业和设备制造商）都能获得可观的效益。电力企业可以明确测试设备和相应技术本身及其实现目标的若干具体的指标，而设备制

造商可以得到一个相对固定的发展目标，对产品开发的投资进行优化，同时引入一定的竞争机制，使得电力企业可以对制造商的产品性能或经济性进行协调（有时可以同时对两者进行协调）。

“智能电网”中的其他技术可能不像 AMI 技术应用这样具体，但类似的过程可以对电网的运行和电力系统的经济性目标都有促进作用。

3.15.10 立法和监管

接下来是一个很难涉足的领域：立法和监管。在电力系统周围充满了各种各样相互矛盾的约束：提供供电服务的责任，特许垄断经营，获知信息和自身防御的先决权，一次能源消耗的考虑，环境保护的考虑，法律方面的考虑，投资回报的考虑，诸如此类，不一而足。这里有一个典型的例子：美国加利福尼亚州试图强制要求所有的新建筑物都安装可编程控制的恒温装置（Programmable，Controllable Thermostats，PCT），这些 PCT 可让用户来控制恒温装置的使用，同时兼顾舒适度和用电成本，有时还需要考虑环境保护方面的目标；与此同时，也为电力部门限制高峰负荷（及其他目的）提供了一种手段。从技术的角度来看这并不存在任何歧视，因为所有新的建筑都要装设这种装置；但从另一个角度来考虑，这种措施从感觉上来说还是应该有区别的，因为如气温和风速等因素在同一供电区域也有可能存在差别，使得有些人已经感到很“痛苦”，而另一些人在面对电力企业所采取的同样措施并没有什么不快；这种感觉上的差异为废止此项措施提供了理由。导致出现如此剧烈的反对意见的根本原因是绝大多数电力用户的电价都是固定不变的。每个用户都会担心更换到另一种用电计费模型会导致其用电成本激增，当某人感觉到其他人会因自己多支付电费而受益时，往往更难说服他们接受现实，此时所谓“牺牲小我”的宣教完全不起作用。

显然，类似的例子不胜枚举。更有甚者，立法部门也会遇到强大的反市场行为的压力。由于如需求侧响应、智能电网乃至高级计量体系之类的概念对于公众来说都是很难理解的，人们往往会让害怕改变的思想占了上风，从而影响了他们对相关法律法规的理解、接受和支持。这里对培养良好的立法和监管环境有一个建议，必须在每一个阶段都对公众做大量的普及工作。一些业内专家的团体已开始开展类似的工作，如 GWAC 和中大西洋需求侧响应倡议组织（MADRI）会为公众提供科普服务，努力让公众理解过于专业的知识。

正如在前面所指出的，网络安全问题也会为对电力的立法和监管带来特殊的挑战。从纯技术的角度来看，在整个电力系统实行统一的网络安全战略是非常合理的，然而在政府层面却会遇到问题，因为美国政府的组织架构在这方面具有天然的劣势。美国各州在制定相关法律时都掌握着自己的王牌，从法律的角度来看，整个美国电力工业就好像 50 个相互独立的电力市场——每个市场都有自己特定的规则和业务流程。只要美国各州的电价仍由州政府的电力监管部门来确定，这一问题就很难解决。[⊖]

⊖ 我国的电力工业组织结构基本是自上而下式的，因此我国电力工业的优缺点与美国刚好相反。从近来的电力体制改革提案中可以看到一些改进和发展的苗头，但难度也很大。——译者注

3.15.11 智能电网标准的进一步发展

下面各种对智能电网相关话题的描述共同刻画了智能电网标准的发展前景：

标准的现场局域网 尤其是当“互联网”技术被广泛应用的情况下，标准的现场局域网技术可以有效协调现有的网络管理工具和应用程序，有助于降低学习难度，尽可能减少对特定培训的需求。标准的现场局域网技术还可以带来所谓“来自供货商的压力”，促进革新的出现。

现场局域网的调制解调器 无论是基于有线网络还是无线网络，在某些场合会期望网络连接不受已有的通信体系（如无线网格状网、无线放射网和以太网）和应用程序的限制，在“智能电网”的背景下这种情况会更多；这种技术也可以被看作是原有通信技术的合理备份。

更多的现场带宽 专门的通信网络（可能用于 AMI、SCADA 或相量测量）在具体应用的时候总会遇到限制，哪怕只是试图额外加入一种应用功能就会遇到技术问题。很少情况下在建设通信网的时候就已经知道具体的应用程序是如何实现的，在这方面的合理投入会带来巨大的效益。

基于 CIM 的定义框架 IEC 61968 或 CIM 标准是专门针对应用程序间集成的松散定义的语义模型。目前，只有电力系统内部的模型交互通过了兼容性和互操作性测试。这一系列的标准可能面临一个问题：具体语义表的选择是由用户自己在标准限定的范围内来确定的，这样一来，只有那些符合用户自身语义模型的信息才能够被认证和传输。如果两个不同的应用程序在部署的时候都遵循 CIM 标准，却采用不同的语义模型，那它们仍然是不兼容的。现在应该鼓励电力行业对自定义的语义模型给予更加严格的限制，同时给出必要的应用指导，这将有助于为电力用户开发互操作性更好的应用程序。

基于 CIM 应用的安全性 CIM 标准若脱离了应用程序和用于信息交互的应用层将毫无用处。正因如此，应该不存在什么有特殊针对性的安全性因素，然而各应用程序和用于应用集成的应用层却各有不同的安全策略。有鉴于此，CIM 标准的制定者应能鼓励出台可明确定义 CIM 应用程序安全性的指导方针。

CIM 标准与 IEC 61850 标准之间的协调 目前人们已经着手研究 CIM 与 IEC 61850 之间的差异，并给出了在两者之间进行协调的指导性建议。最近一次的调查研究表明，业界应该鼓励用户组或其他形式的实体来研究这种指导性建议的制定。

在变电站之外应用 IEC 61850 可以基于 IEC 61850 协议及相关标准系列进行所谓符合性测试，目前已有一个用户组被指定对变电站内各通信设备的兼容性和互操作性进行协调和验证。IEC 的工作组已开始考虑把这一标准体系扩展到变电站与外部的通信及变电站之间的通信，如 IEC 61850-7-410 标准可用于水电站，而 IEC 61850-7-420 标准可用于分布式能源设备。

ANSI C12 的指导路线 ANSI C12 是关于计量协议的技术标准，由于缺少符合性测试或其他类似的途径，很难证明它对于设备的互操作性检验是有效的，这一现状必须改变。电力企业迫切希望市场上的各设备供应商能开发出具有兼容性和互操作性的产

品，同时给予充分的验证。

对 UtiliSec 的支持 电力企业通信架构国际用户组（UCAIug）下属的开放智能电网分委会拥有一个 UtiliSec 工作组，其职责是为智能电网制定与安全性有关的指导路线、推荐建议和最佳的实施指南。AMI-SEC 特别工作组已经发布了一个名为“AMI 风险评估和系统安全型需求”的文档，同时还有一个公开发表的任务清单及最终版本的“AMI-SEC 实施指南”，最终这些文档将为电力工业提供以往无法获得的保障。尽管无法直接进行量化，该工作组还是给出了一个业内讨论应关注的焦点，即与智能电网有关的信息安全问题（包括信息的互换及不同电力企业间相互学习）对整个行业都有至关重要的价值。

资产管理 现在资产管理已经是很多电力企业的关键业务，当电网中出现了各种先进的通信设备和智能电网设备以后，仅靠现有的工具和管理系统来进行资产管理将成为不可能完成的任务。从另一个角度来看，这些新的通信设施和智能电网装置反过来又可以促进电力企业对设备开展从生产出来直至报废整个过程的资产管理。无论是对设备出厂状态进行验证，还是监测设备在运行时的关键性能指标（Key Performance Indicator，KPI），或是追踪设备的检修信息和报废信息，可以期望新功能的出现将极大地帮助电力企业的管理者在设备的全生命周期内实现运行和检修成本的最小化。

分布式能源 现有的配电网在建设的时候遵循的是潮流具有固定流向（从电源到负荷）的理念，继电保护及其整定、自动调压装置的动作策略及其他相关技术都假设潮流的流向是单一的。分布式能源（包括发电和储能）的出现要求人们重新考虑和重新设计配电网及其分析软件，因为此时配电网中也存在电源，在某些区域将出现所谓“反向”的潮流。相关的建模、运行、控制及定义协议的标准正在制定之中，但一旦分布式电源真正大范围普及和接入，仍需对这些标准进行必要的修改。

插电式混合动力汽车 另一个受到关注的焦点是插电式混合动力汽车，这一技术完全颠覆了目前电网集中式发电、分布式用电的运营模式。多数技术上所称的负荷和储能设备都将重新定义，对其进行合理计费的商业模型还远未成熟。有多个跨行业的用户组试图弥补这一鸿沟，提出了若干解决方案。为了迎接即将到来的挑战，电力企业正在研究如何应用能实现双向能量计量的先进计量装置，以及如何围绕家庭区域网络和信息模型制定合理的策略，同时还在投资研发相应的财务会计模型。但是，这里提到的绝大多数工作都还未完成。

在应对标准和技术带来的问题时，存在三种最主要的策略。首先是向投资者承诺：电力企业将从直接采用开放的标准转成在标准实施前充分验证它们的互操作性。在标准制定的层面停滞不前将毁掉一个原本很出色的技术标准（看看 IEEE 802.11.n 和 P1901 的情形）。如果没有明确设计好符合性测试，或没有对其进行及时改进，那对于任何实施标准的人来说，这些标准就有可能过于严格或太容易被曲解。如果没有明确设计好互操作性测试，很难保证标准在具体实施的时候有何兼容性。

虽然通盘考虑技术、通信、环境、规章制度和安全性等各方面的问题非常困难，但却是非常必要的，显然系统规划人员和从事系统集成的人员若能在所有这些方面

都明确各自的需求，那就更容易建立、测试和实施一个成功的解决方案。

最后，只针对某一特定方面考虑投资回报率很难正确评价一个项目的价值。例如，AMI 的相关建设项目是为了超越对电表进行控制和数据采集方面的需求，从更高的层面获取价值。在一个电力系统中很可能同时涵盖从完全人工抄表到完全自动化抄表各种不同水平的计量手段，信息在发送回相关业务部门的时候有可能使用的是已经存在但高效工作的通信设施，也可能依照不同的人口密度或不同的地理区域来尽可能减少设备的投资。把视野放到核心的计量技术之外，有助于电力企业提升不同领域的管理水平和运行水平，举例来说，可以改进停电管理系统，也可以改善企业与用户的关系。类似的，智能电网的项目所带来的效益应该超越对核心系统运行技术的改进这一层次。

采用系统工程的理念可以帮助电力企业找到因某个项目实施所带来的多重收益，帮助消除所谓“只关注我自己的项目”综合征，后者在很多行业的较大规模项目中都带来很坏的影响。IEC 公开规范（Public Available Specification，PAS）62559 是一个针对特定领域的极好的系统工程参考标准，包括智能化电网建设一般方法。通常把智能电网项目分解成五个阶段过程。PAS 还提供了一个定义用例的一般指导及其在三个领域（输电系统的同步相量测量、配电自动化和用户）的实例。作为对这种开放式标准的补充，一些第三方的机构也推出了一些方法，如 GridWise 架构互操作性备忘录、智能电网计分卡[9]等，可以让项目组独立地对系统建设和产出进行评估，从而更加透明地获取收益。

对于一些较大规模的应用系统，如 AMI 等，或对于“智能电网”的整体建设，通过建设“精品”工程的方式来实现就不太适合了，因为很难完全采购最新最“好”的设备，把它们拼装到一起来构建系统。如果系统建设的过程是依据以下具体的需求来开展的，其结果将更加合理：

1）通过立法和监管（及市场）来明确电力企业的建设目标。

2）在法律和监管条例允许的范围内，电力企业可以基于各种技术规范和技术标准（及专有的资料）来从设备供应商采购设备，并进行调试安装。

3）设备供应商可以利用同样的技术规范和技术标准（及电力企业提供的信息）来开发新产品。

上述这三个步骤并不新鲜，当然下面的这几个步骤并不总是需要实施的：

1）由合适的机构（如设备供应商和第三方机构一起）来开展符合性测试。

2）由合适的机构（如电力企业和设备供应商一起）来开展验收测试。

3）由合适的机构（如设备供应商、第三方机构和电力企业一起）来开展互操作性测试。

4）由合适的机构（如独立的第三方机构和电力企业一起）来开展安全性测试。

制定标准的各级团体本身并没有充足的设备配备，而且有时其基本工作原则也限制与电力企业等各方进行开放的沟通，因此很难参与到上述活动中，即使遇到技术与标准相互矛盾时也很难有充分的交流。然而，设备供应商如果能得到适当监控，是可以深度参与上述测试活动的，因为它们往往拥有最先进的测试装备。其他的参与各方

应该有意识地抵制“单一来源采购、点对点供应是更优方案”这一错误认识，因为这将导致（或已经导致）生产出不兼容的产品、设计很差的系统及电力行业中经常可以看到的购买以后就后悔的现象。

应该支持在相关领域开展科学研究，来加速标准的制定过程，弥补目前供需双方存在的鸿沟，存在问题的领域很多，包括安全性、智能电网建设和设备管理、信息隐私管理、现场局域网的互操作性等。应该寻找合适的私人或公共行业基金或组织来解决这些问题。安全性、网络建设、设备管理和现场的互操作性同时涉及技术和政策两方面。如果在电力系统中某项技术的应用受到了来自政策、规则和监管方面的阻力，那就不可能使它变成安全、可管控、互操作性强的技术。

信息隐私管理也同时与政策和技术有关，当然看起来政策方面的因素会更优先一些。制定政策的最佳方式肯定不应像一些网站规定的“用户使用条款”那样充满了冗长的法律词汇，那些对于普通用户来说往往很难全面理解。在实际中可能会遇到一些令人不快的情况，如终端用户拥有对电力企业所采集的数据所有权，而电力企业必须依靠这些数据来提供供电服务。无论是谁，都不会理所当然地从用户那里获取数据。这并不是电力系统当前的实际情况，也不是推荐的模式，但如果人们对信息的隐私管理考虑过多的话，这的确是一种可能的情况。针对这一特殊的课题应该开展法律方面的研究，提供方法来分析在当事各方中需要面对的责任界限到底是什么样子的。

目前已经存在大量成熟的标准和实际案例可用于促进智能电网的建设。当考虑如何采用这些标准和实际案例时需要面临的一个主要问题是，真正设计智能电网的人很少从一个更高的层面来关注它们，因此也就不容易推出一个恰当的监管模式来对它们加以应用。

下面给出几点重要建议：

1）在对电力工业进行监管时，应鼓励电力企业和设备制造商支持基于通用标准的技术，而不仅是一些特定的解决方案。

2）在对电力企业进行监管时，应避免强制推行一些特定的标准和技术，以避免某些人获取特殊的利益，或用该标准的一些重要因素来对整个行业形成要挟的局面。要考虑好“采纳什么”和“如何采纳”的问题。

3）应该支持在相关领域开展科学研究，来加速标准的制定过程，弥补目前供需双方存在的鸿沟，存在问题的领域很多，包括安全性、智能电网建设和设备管理、信息隐私管理、现场局域网的互操作性等。

缩略语表

6LoWPAN	IPv6 over Low-power Wireless Personal Area Networks，基于低功率个人局域网的 IPv6 协议
ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line，非对称数字用户线路
AMI	Advanced Metering Infrastructure，高级计量体系

AMI-SEC	AMI Security，高级计量体系的安全性
ANSI	American National Standards Institute，美国国家标准协会
ATM	Asynchronous Transfer Mode，异步传输模式
BACnet	Building Automation and Control networks data communications protocol，楼宇自动化和控制网络数据通信协议
BAN	Building Area Network—synonym for HAN，楼宇局域网（HAN 的同义词）
BPL	Broadband over Power Line，宽带电力线通信
CAFE	Corporate Average Fuel Economy，平均燃油经济性标准
CDMA	Code Division Multiple Access，码分多址连接
CDPD	Cellular Digital Packet Data，蜂窝数字分组数据
CFR	Code of Federal Regulations，美国联邦法规
CIM	Common Information Model，通用信息模型
CIP	Critical Infrastructure Protection，关键基础设施保护
CIS	Customer Information System，客户信息系统
COMTRADE	Common format for Transient Data Exchange，电力系统暂态数据交换的通用格式
CORBA	Common Object Request Broker Architecture，通用对象请求代理结构
COSEM	Companion Specification for Energy Metering，能量计量配套技术规范
CSA	Canadian Standards Association，加拿大标准协会
CSR	Customer Service Representative，客户服务代表
DER	Distributed Energy Resource，分布式能源
DIN	Deutsches Institute für Normung，德国标准协会
DLMS	Device Language Message Specification，设备语言报文规范
DMS	Distribution Management System，配电网管理系统
DNP	Distributed Network Protocol，分布式网络协议
DOCSIS	Data Over Cable Service Interface Specification，电缆数据业务接口规范
DOE	Department of Energy，美国能源部
DOS	Denial Of Service，拒绝服务
DRBizNet	Demand Response Business Network，需求侧响应业务网络
ebXML	Electronic Business using eXtensible Markup Language，基于 XML 的电子商务
EMS	Energy Management System，能量管理系统
EPRI	Electric Power Research Institute，美国电力科学研究院
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas，（美国）德克萨斯州电力可靠性委员会
ERP	Enterprise Resource Planning，企业资源规划
FAN	Field Area Network，现场局域网
FCC	Federal Communications Commission，美国联邦通信委员会
FERC	Federal Energy Regulatory Commission，（美国）联邦能源管理委员会
FIPS	Federal Information Processing Standard，（美国）联邦信息处理标准

FRCC　Florida Reliability Coordinating Council，（美国）佛罗里达州可靠性协调委员会
GID　Generic Interface Definition，通用接口定义
GIS　Graphical Information System，地理信息系统
GPRS　General Packet Radio Service，通用分组无线业务
GWAC　GridWise Architecture Council，电网智能化架构工作组
HAN　Home Area Network，家庭区域网
HTML　Hypertext Markup Language，超文本标记语言
HTTP　Hypertext Transfer Protocol，超文本传输协议
HTTPS　Hypertext Transfer Protocol over Secure Socket Layer，安全超文本传输协议
ICCP　Intercontrol Center Communications Protocol，控制中心间通信协议
IEC　International Electrotechnical Commission，国际电工委员会
IEEE　Institute of Electrical and Electronics Engineers，（美国）电气与电子工程师协会
IPSec　Internet Protocol Security，网际协议安全
IPv6　Internet Protocol version 6，网际网路通信协议第 6 版
ISO　International Organization for Standardization，国际标准化组织
IT　Information Technology，信息技术
ITU　International Telecommunication Union，国际电信联盟
LAN　Local Area Network，局域网
LEED　Leadership in Energy and Environmental Design，能源和环境设计先锋奖
MAC　Media Access Control，介质访问控制
MADRI　Mid-Atlantic Demand Response Initiative，中大西洋需求侧响应倡议组织
MAS　Multiple Address Systems，多地址系统
MDMS　Meter Data Management System，计量管理系统
MPLS　Multiprotocol Label Switching，多协定标签交换
MTTF　Mean Time To Failure，平均失效时间
MTTR　Mean Time To Repair，平均修复时间
MRO　Midwest Reliability Organization，（美国）中西部可靠性管理组织
NEC　National Electric Code，（美国）国家电气规程
NERC　North American Electric Reliability Corporation，北美电力可靠性委员会
NESC　National Electric Safety Code，（美国）国家用电安全规程
NFPA　National Fire Protection Agency，（美国）国家消防协会
NIST　National Institute of Standards and Technology，（美国）国家标准协会
NPCC　Northeast Power Coordinating Council，（美国）东北电网协调委员会
NRECA　National Rural Electric Cooperative Association，（美国）国家乡村电力合作协会
OLE　Object Linking and Embedding，对象链接与嵌入
OMS　Outage Management System，停电管理系统
OPC　OLE for Process Control，用于过程控制的对象嵌入技术

OSGi	Open Services Gateway initiative，开放服务网关协议
OSI	Open Systems Interconnection，开放系统互连
PAN	Premise Area Network—synonym for HAN，建筑物内区域网（HAN 的同义词）
PAS	Publicly Available Specification，IEC 公开规范
PC	Personal Computer，个人计算机
PCT	Programmable，Controllable Thermostat，可编程控制的恒温装置
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle，插电式混合动力汽车
PKI	Public-key Infrastructure，公共密钥基础设施
PLC	Power Line Carrier，电力线载波
PMU	Phasor Measurement Unit，同步相量测量装置
PQDIF	Power Quality Data Interchange Format，电能质量数据交换格式
PSTN	Public Switched Telephone Network，公共交换电话网
PTP	Precision Time Protocol，精确同步时间协议
RFC	Reliability First Corporation，Reliability First 公司
RFID	Radio-Frequency Identification，无线射频识别装置
RMON	Remote Network Monitoring，远程网络监控
SAE	Society of Automotive Engineers，（美国）汽车工程师学会
SAML	Security Assertion Markup Language，安全断言标记语言
SAN	Substation Area Network，变电站区域网
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition，数据采集与监控系统
SDH	Synchronous Digital Hierarchy，同步数字系列
SDO	Standards Development Organization，标准制定组织
SERC	SERC Reliability Corporation，（美国）国家电力监管委员会
SNMP	Simple Network Management Protocol，简单网络管理协议
SGIP	Smart Grid Interoperability Panel，智能电网互操作性专家组
SOAP	Simple Object Access Protocol，简单对象访问协议
SONET	Synchronous Optical Networking，同步光纤网
SPP	Southwest Power Pool，西南电力联营
SQL	Structured Query Language，结构化查询语言
TLS	Transport Layer Security，传输层安全
TRE	Texas Regional Entity，（美国）德克萨斯州区域经济实体
UCAIug	UCA International Users Group，（美国）电力企业通信架构国际用户组
UL	Underwriters Laboratories，美国保险商实验室
USB	Universal Serial Bus，通用串行总线
USC	U. S. Code，美国法典
VLAN	Virtual Local Area Network，虚拟局域网
VPN	Virtual Private Network，虚拟专用网

WAN　Wide Area Network，广域网
WDM　Wavelength Division Multiplexing，波分多路复用
WECC　Western Electricity Coordinating Council，（美国）西部电力协调委员会
Wi-Fi　Wireless Fidelity，无线保真技术
WiMAX　Worldwide Interoperability for Microwave Access，全球微波互联接入
WMS　Work Management System，工作流管理系统
WPA2　Wi-Fi Protected Access 2，Wi-Fi 网络安全存取协议第 2 版本

附录　相关技术列表

下面是与智能电网相关技术标准的不完全列表，已按应用场合进行了分类。

标 准 名 称	企业级	LAN	WAN	SAN	FAN	HAN
互联网协议第 4 版本（IPv4）	√	√	√	√	√	√
互联网协议第 6 版本（IPv6）	√	√	√	√	√	√
多协定标签交换（MPLS）	√	√	√	√	√	√
X. 509 公共密钥基础设施（PKI）	√	√	√	√	√	√
联邦信息处理标准（FIPS）加密部分	√	√	√	√	√	√
联邦信息处理标准（FIPS）认证部分	√	√	√	√	√	√
网际协议安全（IPSec）	√	√	√	√	√	√
传输层安全（TLS）	√	√	√	√	√	√
公共管理信息协议	√	√	√	√	√	√
开放系统互连（OSI）网络管理	√	√	√	√	√	√
IEC 62351 安全性标准	√	√	√	√	√	√
简单网络管理协议（SNMP）	√	√	√	√	√	√
远程网络监控（RMON）	√	√	√	√	√	√
IEEE 1588 精确同步时间协议	√	√	√	√	√	√
IEC 61334-4-41 设备语言报文规范（DLMS）			√		√	√
IEC 62056 能量计量配套技术规范（COSEM）			√		√	√
ANSI C12. 18 用于电能计量的光端口及协议规范						√
ANSI C12. 19 公用事业行业数据表			√		√	√
ANSI C12. 21 电话			√		√	
ANSI C12. 22 网络			√		√	√
ANSI C12. 23 测试			√		√	√
楼宇自动化和控制网络数据通信协议（BACNet）						√
家庭插电联盟相关标准						√

（续）

标 准 名 称	企业级	LAN	WAN	SAN	FAN	HAN
IEEE 802. 15. 4 关于 ZigBee 的标准						√
IEEE 802. 11 关于“Wi-Fi 技术”						√
IEEE 802. 15. 1 关于“蓝牙技术”						√
无线射频识别（RFID）						√
IEEE 802. 11i Wi-Fi 网络安全存取协议第 2 版本（WPA2）						√
IEEE 802. 3 以太网						√
LonWorks						√
X10						√
基于低功率个人局域网的 IPv6 协议（6LowPAN）						√
Z-Wave						√
双向混合通信技术（Insteon）						√
可高速寻址的远距离传感器通信协议（WirelessHART）						√
开放服务网关协议（OSGi）						√
IEEE 802. 1Q 虚拟局域网（VLAN）						√
Fieldbus 现场总线			√	√	√	
Profibus 现场总线			√	√	√	
IEEE 1390 电话抄表			√	√	√	
蜂窝数字分组数据（CDPD）			√	√	√	
IEEE 802. 16 全球微波互联接入			√	√	√	
多地址系统（MAS）/中继式无线电			√	√	√	
IEC 60870-5-101/104 遥控			√	√	√	
Modbus			√	√	√	
分布式网络协议第 3 版本（DNP3）			√	√	√	
IEC 61850 变电站			√	√	√	
2G 无线通信（1×RTT，GPRS）			√		√	
HomePlug 的电力载波通信接入			√		√	
X 系列网络标准	√		√	√		
帧中继	√		√	√		
同步光纤网（SONET）	√		√	√		
同步数字系列（SDH）	√		√	√		
异步传输模式（ATM）	√		√	√		
波分多路复用（WDM）	√		√	√		
虚拟专用网（VPN）	√		√	√		
IEC 60870-6 控制中心间通信	√					
IEC 61970 通用信息模型	√		√	√		

（续）

标准名称	企业级	LAN	WAN	SAN	FAN	HAN
IEC 61968 分发接口	√		√	√		
开放式地理信息系统（OpenGIS）	√					
MultiSpeak	√		√	√		
HTTP/HTML	√					
通用对象请求代理结构（CORBA）	√					
网络服务	√					
结构化查询语言（SQL）	√					
用于过程控制的对象嵌入技术（OPC）	√					
网络服务安全	√					
安全超文本传输协议（HTTPS）	√					
IEC 62325 能源市场						
基于 XML 的电子商务（ebXML）						
点对点的微波通信	√		√			
获得授权的多点广播			√	√	√	√
未获得授权的多点广播			√	√	√	√
获得授权的无线网格状网			√	√	√	√

参考文献

3.1　技术驱动力

1. Fan, J. and S. Borlase, Advanced distribution management systems for smart grids, *IEEE Power and Engineering*, March/April 2009.
2. United States Department of Energy, Smart grid, http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm

3.2　智能能源

1. Enslin, J. Grid impacts and solutions of renewables at high penetration levels, www.quanta-technology.com, June 2009.
2. Enslin, J. Dynamic reactive power and energy storage for integrating intermittent renewable energy, Invited Panel Session, Paper PESGM2010-000912, *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010.
3. Current Energy Storage Project Examples, California Energy Storage Alliance (CESA), http://www.storagealliance.org/presentations/CESA_OIR_Storage_Project_Examples.pdf
4. Electricity Storage Association (ESA), Utility Support, http://www.electricitystorage.org/technology/technology_applications/utility_support/
5. Wikipedia, Grid Energy Storage, http://en.wikipedia.org/wiki/Grid_energy_storage
6. Agüero, J. R. Steady state impacts and benefits of solar photovoltaic distributed generation (PV-DG) on power distribution systems, *CEATI 2010 Distribution Planning Workshop*, Toronto, Canada, June 2010, http://www.ceati.com/Meetings/DPW2010/program.html
7. Electricity Storage Association (ESA), Technology Comparison, http://www.electricitystorage.org/technology/storage_technologies/technology_comparison
8. Garrison, J. B. and Webber, M. E. An integrated energy storage scheme for a dispatchable solar and wind powered energy system. *Journal of Renewable Sustainable Energy*, 3, 2011, 043101.

9. Zalba, B., Marín, J. M., Cabeza, L. F., and Mehling, H. Review on thermal energy storage with phase change: Materials, heat transfer analysis and applications. *Applied Thermal Engineering*, 23(3), 2003, 251–283.
10. Bradley, T. H. and Frank, A. A. Design, demonstrations and sustainability impact assessments for plug-in hybrid electric vehicles. *Sustainable and Renewable Energy Reviews*, 13(1), 2009, 115–128.
11. Suppes, G. J. Plug-in hybrid with fuel cell battery charger. *International Journal of Hydrogen Energy*, 30(2), 2005, 113–121.
12. Suppes, G. J., Lopes, S., and Chiu, C. W. Plug-in fuel cell hybrids as transition technology to hydrogen infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, January 2004, 369–374.
13. SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler, http://standards.sae.org/j1772_201001/
14. Range Anxiety: Fact or Fiction, http://news.nationalgeographic.com/news/energy/2011/03/110310-electric-car-range-anxiety/
15. U.S. DOE Alternative Fuel Vehicles (AFVs) and Hybrid Electric Vehicles (HEVs), http://www.afdc.energy.gov/afdc/data/vehicles.html#afv_hev
16. Wikipedia, Hybrid Vehicle Drivetrain, http://en.wikipedia.org/wiki/Hybrid_vehicle_drivetrains
17. Tomic, J. and Kempton, W. Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. *Journal of Power Sources*, 168, 2007, 459–468.
18. Kempton, W. and Udo, V. A test of vehicle-to-grid (V2G) for energy storage and frequency regulation in the PJM system, http://www.magicconsortium.org, 2008.
19. Kirby, B. and Hirst, E. in ORNL/CON—474, Oak Ridge National Laboratory Report (ORNL), Oak Ridge, TN, 2000.
20. Kempton, W. and Tomic, J. *Journal of Power Sources*, 144, 2005, 280–294.
21. Quinn, C., Zimmerle, D., and Bradley, T. H. The effect of communication architecture on the availability, reliability, and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to-grid ancillary services. *Journal of Power Sources*, 195(5), 2010, 1500–1509.
22. Gage, T. B. Development and evaluation of a plug-in HEV with vehicle-to-grid power flow, AC Propulsion Inc., San Dimas, CA, ICAT 01-2, 2003.
23. Kempton, W. and Tomic, J. Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144, 2005, 268–279.
24. Kirby, B. and Hirst, E. Computer-specific metrics for the regulation and load following ancillary services. Oak Ridge National Laboratory Report (ORNL), Oak Ridge, TN, ORNL/CON—474, 2000.
25. Parks, K., Denholm, P., and Markel, T., Costs and emissions associated with plug-in hybrid electric vehicle charging in the Xcel energy Colorado service territory, National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-640-41410, Golden, CO, 2007.
26. Kintner-Meyer, M., Schneider, K., and Pratt, R. Impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional U.S. power grids, Part 1: Technical analysis. Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA, 2006.
27. Davis, B. M., Grid integration of plug-in vehicles, *Plug-in Conference*, Raleigh, NC, July 18–21, 2011.
28. The network grid, November 4, 2009.
29. IEEE 1547-2003: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
30. FERC Large Generator Interconnection Requirements (Orders 661), http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/gi/wind/appendix-G-lgia.doc?
31. EPRI, Standard language protocols for PV and storage grid integration: Developing a common method for communicating with inverter-based systems, May 2010.
32. Enslin, J. Network impacts of high penetration of photovoltaic solar power systems, Invited Panel Session, Paper PESGM2010-001626, *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010.
33. Short, W. and Denholm, P. Preliminary assessment of plug-in hybrid electric vehicles on wind energy markets, National Renewable Energy Lab (NREL), NREL/TP-620-39729, Golden, CO, 2006.
34. Kintner-Meyer, M. C. and Schneider, K. P. Impacts assessment of plug-in hybrid vehicles on electric utilities and regional U.S. power grids: Part 1: Technical analysis, Pacific Northwest National Laboratory, PNNL-SA-61669, Richland, WA, 2007.
35. Hadley, S. W. and Tsvetkova, A. A. in ORNL/TM-2007/150, Oak Ridge National Laboratory (ORNL), Oak Ridge, TN, 2007.
36. Denholm, P. and Short, W. in NREL/TP-620-40293, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, 2006.

37. Rowand, M. *Plug-in 2009 Conference and Exposition*, Long Beach, CA, 2009.
38. Taylor, J., Maitra, A., Alexander, M., Brooks, D., and Duvall, M. Evaluation of the impact of PEV loading on distribution system operations, IEEE Power Engineering Society, Calgary, Canada, July 2009.
39. Brooks, A. in A Report prepared by AC Propulsion for the California Air Resources Board and the California Environmental Protection Agency, http://www.udel.edu/V2G, 2002.
40. Markel, T. Communication and control of electric vehicles supporting renewables, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2009.
41. Morrow, K. and Karner, D. in INL/EXT-08-15058, Idaho National Laboratory (INL), Idaho Falls, ID, 2008.
42. SAE Charging Configurations and Ratings Terminology, http://www.sae.org/smartgrid/charging speeds.pdf
43. Xu, L., Marshall, M., and Dow, L. A framework for assessing the impact of plug-in electric vehicle to distribution systems, *2011 IEEE PSCE*, Phoenix, AZ, March 2011.
44. Dow, L., Marshall, M., Xu, L., Agüero, J. R., and Willis, L. A novel approach for evaluating the impact of electric vehicles on the power distribution system, *2010 IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, MN, July 2010.
45. Agüero, J. R. Tools for success. *IEEE Power and Energy Magazine*, September/October 2011, 82–93.
46. Agüero, J. R. and Dow, L. Impact studies of electric vehicles, Quanta Technology, Raleigh, NC, 2011.
47. Richard Factor, The PriUPS Concept, http://www.priups.com/misc/intro.htm, 2010.
48. Wilson, W, http://hiwaay.net/~bzwilson/prius/priups.html

3.3 智能变电站

1. http://ge.ecomagination.com/smartgrid

3.4 输电系统

能量管理系统

1. M.R. Endsley and D.J. Garland, *Designing for Situation Awareness: An Approach to User-Centered Design*, CRC Press, ISBN-10: 0805821338, ISBN-13: 978-0805821338, 2000.
2. Overbye, Wide-area power system visualization with geographic data views, *Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pp. 1–3, July 20–24, 2008.
3. Parashar, Manu, Jianzhong Mo: Real time dynamics monitoring system (RTDMS): Phasor applications for the control room, *42nd Hawaii International Conference on System Sciences*, Waikoloa, Big Island, Hawaii, January 05–08, 2009.
4. Miller, The magical number seven, plus or minus two: Some limits on our capacity to process information, *Psychology Review*, 63, 81–96, 1956.
5. M. Gilger, Addressing information display weaknesses for situational awareness, *Military Communications Conference, 2006. MILCOM 2006. IEEE*, pp. 1–7, October 23–25, 2006.
6. Critical Infrastructure Protection Standards 002-3–009-3, North American Electric Reliability Corporation. December 16, 2009. Available online at http://www.nerc.com//page.php?cid=2|20. Accessed June 18, 2012.
7. International Electrotechnical Commission, Technical Specification IEC/TS 62351-1: Power Systems Management and Associated Information Exchange—Data and Commucations Security—Part1: Communication Network and System Security—Introduction to Security Issues, First Edition ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2007.
8. Gordon Fyodor Lyon, Nmap Network Scanning: Official Nmap Project Guide to Network Discovery and Security Scanning. Insecure.Com, LLC, Sunnyvale, CA, 2008.
9. E. Tews and M. Beck, Practical attacks against WEP and WPA, *Proceedings of the Second ACM Conference on Wireless Network Security, WiSec'09*, Zurich, Switzerland, ACM, New York, pp. 79–86, March 16–19, 2009.
10. R.W. McGrew and R.B. Vaughn, Discovering vulnerabilities in control system human machine interface software, *Journal of Systems and Software*, 82(4), 583–589, April 2009.
11. D. Peterson, Quickdraw: Generating security log events for legacy SCADA and control system devices, *Conference For Homeland Security, 2009. CATCH'09. Cybersecurity Applications & Technology*, Wasington, DC, pp. 227–229, March 3–4, 2009, doi: 10.1109/CATCH.2009.33.

12. P. Oman and M. Phillips, Intrusion Detection and Event Monitoring in SCADA Networks, in *Critical Infrastructure Protection, Eric Goetz and Sujeet Shenoi*, Goetz, E. and Shenoi, S. (eds.), Springer, Boston, MA, pp. 161–173, 2007.
13. M. Hadley and K. Huston, *Secure SCADA Communication Protocol Performance Test Results*, Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA.
14. P.P. Tsang and S.W. Smith, YASIR: A low-latency, high-integrity security retrofit for legacy SCADA systems. In S. Jajodia, P. Samarati, and S. Cimato, eds. *SEC*, vol. 278 of IFIP, Springer, Heidelberg, Germany, pp. 445–459, 2008.

柔性交流输电和高压直流输出

1. D. Povh*, D. Retzmann*, J. Kreusel**, Integrated AC/DC transmission systems—Benefits of power electronics for security and sustainability of power supply. *PSCC 2008*, Glasgow, U.K., July 14–17, 2008. Survey Paper 2, * part 1 and ** part 2.
2. European Technology Platform, *SmartGrids—Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*, European Commission, Luxembourg, Europe, 2006.
3. DENA Study Part 1, Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Cologne, Germany, February 24, 2005.
4. M. Luther and U. Radtke, Betrieb und Planung von Netzen mit hoher Windenergieeinspeisung, *ETG Kongress*, Nuremberg, Germany, October 23–24, 2001.
5. G. Beck, D. Povh, D. Retzmann, and E. Teltsch, Global blackouts—Lessons learned, *POWER-GEN Europe*, Milan, Italy, June 28–30, 2005.
6. W. Breuer, D. Povh, D. Retzmann, and E. Teltsch, Trends for future HVDC Applications, *16th CEPSI*, Mumbai, India, November 6–10, 2006.
7. G. Beck, D. Povh, D. Retzmann, and E. Teltsch, Use of HVDC and FACTS for power system interconnection and grid enhancement, *POWER-GEN Middle East*, Abu Dhabi, United Arab Emirates, January 30–February 1, 2006.
8. FACTS Overview, *IEEE and CIGRE*, Catalog Nr. 95 TP 108, 1996.
9. C. Schauder, The unified power flow controller—A concept becomes reality, *IEE Colloquium on Flexible AC Transmission Systems—The FACTS* (Ref. No. 1998/500), London, U.K., pp. 7/1–7/6, 1998.
10. Economic Assessment of HVDC Links, CIGRE Brochure Nr.186 (Final Report of WG14-20), June 2001.
11. C.D. Barker, N.M. Kirby, N.M. MacLeod, and R.S. Whitehouse, Widening the bottleneck: Increasing the utilisation of long distance AC transmission corridors, *IEEE T&D Expo*, New Orleans, LA, April 2010.
12. N.M. MacLeod, C.D. Barker, and N.M. Kirby, Connection of renewable energy sources through grid constraint points using HVDC power transmission systems, *IEEE T&D Expo*, New Orleans, LA, April 2010.
13. J. Dorn, H. Huang, and D. Retzmann, Novel voltage-sourced converters for HVDC and FACTS applications, *Cigre Symposium*, Osaka, Japan, November 1–4, 2007.
14. Working Group B4-WG 37 CIGRE, VSC Transmission, May 2004.
15. MANGO–modal snalysis for grid operation: A method for damping improvement through operating point adjustment, Pacific Northwest National Laboratory report (PNNL-19890), October 2010. http://certs.lbl.gov/pdf/pnnl-19890-mango.pdf

3.5 配电系统

1. Fan, J. and Borlase, S., Advanced distribution management systems for smart grids, *IEEE Power and Engineering*, March/April 2009, 7(2), 63–68.
2. Voltage ratings for electrical power systems and equipment, American National Standard ANSI C84.1-1989.
3. Wilson, T.L., Measurement and Verfication of Distribution Voltage Optimization Results, presented at IEEE/PES 2010 General Meeting, 2010.
4. Stoupis, J. et al., Restoring confidence: Control-center and field-based feeder restoration, *ABB Review*, Q3/2009, 17–22.
5. Northcote-Green, J. and Wilson, R., *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*, CRC Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL, 2007, pp. 149–163, 251–264.
6. Short, T.A., *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press LLC, Boca Raton, FL, 2004, pp. 441–476.

3.6　通信系统

1. http://www.grid-net.com/pr-2010-12-06
2. http://www.ausgrid.com.au/Common/About-us/Newsroom/Media-Releases/2010/November/Smart-Grid-to-use-LTE. aspx
3. BBC News, 9 July 2010, http://www.bbc.co.uk/news/10569081
4. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 57, IEC 61850-9-2 ed1.0 (2004-04), Communication networks and systems in substations, Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM), Sampled values over ISO/IEC 8802-3, April 2004.
5. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 57, IEC 61850-8-1 ed1.0 (2004-05), Communication networks and systems in substations, Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM), Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3, May 2004.
6. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 57, IEC 61850-90-1 ed1.0 (2010-03), Communication networks and systems for power utility automation, Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations, March 2010.
7. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 57, IEC 61968-9 ed1.0 (2009-9), Application integration at electric utilities, System interfaces for distribution management, Part 9: Interfaces for meter reading and control, September 2009.
8. DNP User Group, DNP Specification Document, February 2010.
9. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 57, IEC 60870-5-1 ed1.0 (1990-02), Telecontrol equipment and systems. Part 5: Transmission protocols, Section one: Transmission frame formats, February 1990.
10. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Power Engineering Society, IEEE Std C37.118-2005, IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, March 2006.
11. American National Standard for Utility Industry, ANSI C12.19-2008, End Device Data Tables Secretariat, 2009.
12. American National Standard for Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port, ANSI C12.18-2006, 2006.
13. American National Standard for Protocol Specification for Telephone Modem Communication, ANSI C12.21-2006, 2006.
14. American National Standard for Protocol Specification for Interfacing to Data Communication Networks, ANSI C12.22-2008, 2008.
15. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 65C, IEC 62439-3 ed1.0 (2010-02), Industrial communication networks, High availability automation networks, Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR), February 2010.
16. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Instrumentation and Measurement Society, IEEE Std 1588-2008, IEEE standard for a precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems, July 2008.
17. Internet Engineering Task Force, Network time protocol version 4, Protocol and algorithms specification (draft), April 2010.
18. International Electrotechnical Commission, ISO/IEC 8802-3 ed6.0 (2000–12), Information technology, Telecommunications and information exchange between systems, Local and metropolitan area networks, Specific requirements, Part 3: Carrier sense multiple access with collision detection (CSMA/CD) access method and physical layer specifications, December 2000.
19. Internet Engineering Task Force, RFC 791, Internet Protocol, DARPA Internet Program Protocol Specification, September 1981.
20. Internet Engineering Task Force, RFC 793, Transmission Control Protocol, DARPA Internet Program Protocol Specification, September 1981.
21. Internet Engineering Task Force, RFC 768, User Datagram Protocol, August 1980.
22. L. L. Peterson and B. S. Davie, *Computer Networks: A Systems Approach*, 4th edn., Morgan Kaufmann, San Francisco, CA, March 2007.
23. R. W. Stevens, *TCP/IP Illustrated, Volume 1: The Protocols*, Addison-Wesley Professional, Boston, MA, January 1994.
24. International Standard Organization, International Electrotechnical Commission, ISO/IEC 7498-1,

Information technology, Open Systems Interconnection, Basic reference model: The basic model, November 1994.
25. The use of Ethernet technology in the power utility environment, CIGRE Technical Brochure TB460, Working Group D2-23, April 2011.
26. The production of technical specifications for a third-generation mobile system based on the evolved GSM core networks. www.3gpp.org
27. C. Gellings, *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*, Fairmont Press, Lilburn, GA, 2009.
28. International Electrotechnical Commission, Technical Committee 57, IEC 61850-7-420 ed1.0 (2009-3), Communication networks and systems for power utility automation, Part 7-420: Basic communication structure, Distributed energy resources logical nodes, March 2009.

3.7 监视和诊断

1. H. Eren, *Wireless Sensors and Instruments: Networks, Design, and Applications*, CRC Press, Boca Raton, FL, 2006.
2. J. S. Wilson, *Sensor Technology Handbook*, Elsevier, Burlington, MA, 2005.
3. M. Mousavi, V. Donde, J. Stoupis, J. Mcgowan, and L. Tang, Information not data: Real-time automated distribution event detection and notification for grid control, *ABB Review Journal*, 3, 2009, 38–44.

3.10 智能电表及高级计量体系

1. Guerry Waters, Prepay customers—Without prepay meters!, Public Utility's Reports, Inc. Fortnightly's Spark, Letter #57 magazine, September 2008.
2. Edison Institute for Electric Efficiency report, Utility scale smart meter deployments, plans & proposals, May 2012 (http://www.edisonfoundation.net/iee/Documents/IEE_SmartMeterRollouts_0512.pdf).
3. eMeter Strategic Consulting, available at www.emeter.com/smart-grid-watch
4. VaasaETT Global Energy Think Tank, The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: A mass pilot comparison, October 2011.
5. NIST, NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, Release 1.0, NIST Special Publication 1108, January 2010.

3.11 需求侧管理

1. E. Woychik, Integrated demand side management cost effectiveness framework white paper, Black & Veatch, for the California IDSM Task Force, May 2011, available at http://www.calmac.org/publications/IDSM_Final_White_Paper_12May2011.pdf
2. K. Spees, Meeting electric peak on the demand side: Wholesale and retail market impacts of real-time pricing and peak load management policy, s.l.: Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, 2008.
3. North American Electric Reliability Council, Historic capacity and demand, 2007, http://www.nerc.com/page.php?cid=4|38|41
4. ISO-NE, Hourly historical data, 2008, http://www.iso-ne.com/markets/hstdata/hourly/index.html
5. R. Wilson, *Allocation, Information, and Markets: The New Palgrave*, MacMillan, New York, 1989.
6. A. Faruqi, R. Hledik, S. Newell, H. Pfeifenberger, The Power of 5 Percent, *Electricity Journal* (Elsevier), 20(8), 68–77 October 2007.
7. ERCOT demand response program helps restore frequency following Tuesday evening grid event, February 27, 2008, http://www.ercot.com/news/press_releases/2008/nr02-27-08
8. T. Konrad, The Texas 'wind' emergency, the smart grid and the dumb grid, March 24, 2009, http://seekingalpha.com/article/127471-the-texas-wind-emergency-the-smart-grid-and-the-dumb-grid
9. Pacific Northwest National Lab, Department of Energy putting power in the hands of consumers through technology, *Top Story*, 2010, http://www.pnl.gov/topstory.asp?id=285
10. 2010 Assessment of Demand Response and Advanced Metering: Staff Report, Federal Energy Regulatory Commission, February 2011.
11. Intel, Intel Intelligent Home Energy Management Proof of Concept, Intel Corporation, Santa Clara, CA [Online] 2010, http://edc.intel.com/embedded/homeenergy/

12. R. T. Guttromson, D. P. Chassin, Optimizing retail contracts for electricity markets, in Proceedings of the Grid Interoperability Forum, PNNL-SA-57497, Richland, WA, 2007.
13. Consumer engagement: Facts, myths and motivations, an EPRI Issues Analysis, 2011, EPRI product number 1024566.

3.12 智能电网的技术整合及企业级应用集成

1. Halevy, A.Y. (Ed.), N. Ashishy, D. Bittonz, M. Careyx, D. Draper, J. Pollock, A. Rosenthal, and V. Sikka, Enterprise information integration: Successes, challenges and controversies, *SIGACM-SIGMOD'05*, Baltimore, MD, 2005.
2. UtilityAMI, AMI-Enterprise System Requirements Specification, Version: v1.0, Release Date: October 14, 2009, UCAIug OpenSG UtilityAMI AMI-ENT Task Force. (AMI-Enterprise (AMI-ENT) is a utility led initiative under UtilityAMI and Open Smart Grid (OpenSG) within the UCA International Users Group (UCAIug). The AMI-Enterprise Task Force defines systems requirements, policies, principles, best practices, and services required for information exchange and control between AMI related systems and utility enterprise front and back office systems.)
3. Robinson, G., Synergies achieved through integrating smart grid components—A system of systems, *IEEE PES Transmission and Distribution Optimization Panel*, New Orleans, LA, April 21, 2010.
4. Parekh, K., J. Zhou, K. McNair, and G. Robinson, Utility enterprise information management strategies, *Grid InterOp*, Albuquerque, NM, 2007.

3.13 高级智能电网应用中的高性能计算

1. G. E. Moore, Cramming more components onto integrated circuits, *Electronics Magazine*, 38(8), April 19, 1965.
2. Y. Chen, Z. Huang, and N. Zhou, An advanced framework for improving situational awareness in electric power grid operation, in: *Proceedings of the 18th World Congress of the International Federation of Automatic Control (IFAC)*, Milano, Italy, August 28–September 2, 2011.
3. Z. Huang and J. Nieplocha, Transforming power grid operations via high-performance computing, in: *Proceedings of PES-GM2008—The IEEE Power and Energy Society General Meeting 2008*, Pittsburgh, PA, July 20–24, 2008.
4. U.S.–Canada Power System Outage Task Force, Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations, April 2004, available at https://reports.energy.gov/
5. North American Synchrophasor Initiative (NASPI), available at https://www.naspi.org/
6. North American Synchrophasor Initiative (NASPI), Current PMU locations—Map of networked PMUs, available at https://www.naspi.org/site/Module/Resource/Resource.aspx
7. Netezza Performance Server 10200 Evaluation for the Pacific Northwest National Laboratory, Netezza Corporation, Marlborough, MA.
8. M. R. Hestenes and E. L. Stiefel, Methods of conjugate gradient for solving linear systems, *Journal of Research of the National Bureau of Standards*, 49, 409–436, 1952.
9. J. Nieplocha, A. Marquez, V. Tipparaju, D. Chavarría-Miranda, R. Guttromson, and Z. Huang, Towards efficient power system state estimators on shared memory computers, in: *Proceedings of PES-GM2006—The IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006*, Montreal, Canada, June 18–22, 2006.
10. High Performance Preconditioner (hypre) Library, http://acts.nersc.gov/hypre/, Lawrence Livermore National Laboratory.
11. D. Hysom and A. Pothen, Efficient parallel computation of ILU(k) preconditioners, SC99, published on CDROOM, ISBN 1-58113-091-0, ACM Order #415990, IEEE Computer Society Press Order #RS00197.
12. D. Hysom and A. Pothen, A scalable parallel algorithm for incomplete factor preconditioning, *SIAM Journal on Scientific Computing*, 22(6), 2194–2215, 2001.
13. NERC transmission system standards—Normal and emergency conditions, North American Electricity Reliability Corporation, available at www.nerc.com
14. Z. Huang, Y. Chen, and J. Nieplocha, Massive contingency analysis with high performance computing, in: *Proceedings of PES-GM2009—The IEEE Power and Energy Society General Meeting 2009*, Calgary, Canada, July 26–30, 2009.
15. Y. Chen, Z. Huang, and D. Chavarria, Performance evaluation of counter-based dynamic load balancing schemes for massive contingency analysis with different computing environments, in: *Proceedings of the*

IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010, Minneapolis, MN, July 25–29, 2010.
16. Z. Huang, K. Schneider, and J. Nieplocha, Feasibility studies of applying Kalman Filter techniques to power system dynamic state estimation, in: *Proceedings of the 8th International Power Engineering Conference*, Singapore, 3–6 December 2007.
17. Y. Li, Z. Huang, N. Zhou, B. Lee, R. Diao, and P. Du, Application of ensemble Kalman Filter in power system state tracking and sensitivity, in: *Proceedings of the 2012 IEEE Power and Energy Society Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Orlando, FL, May 7–10, 2012.
18. G. Welch and G. Bishop, An introduction to the Kalman Filter, TR 95-041, Department of Computer Science, University of North Carolina at Chapel Hill, April 2004.
19. Singular perturbations, coherency and aggregation of dynamic systems, General Electric Company (GE) final report, 1981.
20. J. Nieplocha, R. J. Harrison, and R. J. Littlefield, Global arrays: A nonuniform memory access programming model for high-performance computers, *The Journal of Supercomputing*, 10, 197–220, 1996.
21. Y. Zhang, V. Tipparaju, J. Nieplocha, and S. Hariri, Parallelization of the NAS conjugate gradient benchmark using the global arrays shared memory programming model, in: *Proceedings of the IPDPS'05*, Washington, DC, 2005.
22. Western interconnection 2006 congestion assessment study, Prepared by the Western Congestion Analysis Task Force, May 08, 2006.

3.14 网络安全技术

1. http://whatis.techtarget.com/definition/cybersecurity.html

3.15 智能电网的标准化工作

1. 2009 ANSI Essential Requirements, Section 3.1 [Online]. Available at www.ansi.org/essential requirements/
2. Purcell, The consequences of silence [Online]. Available at http://www.iec.ch/online_news/etech/arch_2009/etech_0309/industry_1.htm?mlref=etech
3. NIST, Report to NIST on the smart grid interoperability standards roadmap [Online], available at http://www.nist.gov/smartgrid/InterimSmartGridRoadmapNISTRestructure.pdf
4. http://en.wikipedia.org/wiki/osi
5. http://www.grid-interop.com/2008/
6. 49 U.S.C., Subtitle VI, Part C, Chapter 329, §32902, 32904.
7. GridWise Architecture Council. GridWise Architecture Council Interoperability Checklist. Available online at http://www.gridwiseac.org/pdfs/gwac_decisionmakerchecklist.pdf
8. EPRI 1013802, Chapter 5.
9. http://www.smartgridnews.com/pdf/Smart_Grid_Scorecard.pdf

参考书目

A Systems View of the Modern Grid, Appendix A7: Optimizes Assets and Operates Efficiently, DOE/NETL. Modern Grid Team, v2.0, January, 2007, pgs A7-4.

AMI Security Profile 2.0, AMI-SEC, UCAIug, AMI-SEC TF, http://osgug.ucaiug.org/utilisec/amisec/default.aspx

Babnik, T., U. Gabrijel, B. Mahkovec, M. Perko, and G. Sitar. Wide area measurement system in action, *Power Tech 2007*, Lausanne, Switzerland, pp. 232–237 [COBISS.SI-ID 28917509].

Breulmann, H., E. Grebe, M. Lösing et al. Analysis and damping of inter-area oscillations in the UCTE/CENTREL power system, *CIGRE Session 2000*, Paris, France, 2000.

Catalog of control systems security: Recommendations for standards developers, US-CERT: Control Systems, United States Department of Homeland Security, US-CERT, Web. http://www.us-cert.gov/control_systems/

Čerina, Z., I. Šturlić, R. Matica, and V. Skendžić, Synchrophasor applications in the Croatian power system, *Western Protective Relay Conference 2009*, Spokane, WA, October 20–22, 2009.

Chow, J., Power System Toolbox, Version 2.0, Load Flow Tutorial and Functions, Cherry Tree Scientific Software, 2000.

Common cyber security vulnerabilities observed in control system assessments by the INL NSTB program,

Idaho National Laboratory—National SCADA Test Bed Program, Idaho National Laboratories, Idaho Falls, ID, Web. http://www.inl.gov/scada/index.shtml

Common weakness enumeration, The MITRE Corporation, McLean, VA, Web. http://cwe.mitre.org/

Cyber security procurement language for control systems, US-CERT: Control Systems, United States Department of Homeland Security, US-CERT, Web. http://www.us-cert.gov/control_systems/

Dagle, J., North American synchrophasor initiative—An update of progress, *Proceedings of the 42nd Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*, Waikoloa, HI, January 5–8, 2009.

Decker, I.C., D. Dotta, M.N. Agostini, S.L. Zimath, and A.S. Silva, Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Atlanta, GA, 2006.

EnerNex Corporation, Smart grid scorecard, January, 2008 [Online], available at http://www.smartgridnews.com/pdf/Smart_Grid_Scorecard.pdf

EPRI Technical Report, Integration of advanced automation and enterprise information infrastructures: Harmonization of IEC 61850 and IEC 61970/61968 Models, EPRI, Palo Alto, CA 2006, Product ID 1013802.

Giri, J., G. Castelli, and M. Parashar, Visualization & wide-area situational awareness of the power grid, Invited paper, *PACWORLD Conference Proceedings*, Dublin, Ireland, June 21–24, 2010.

Grünbaum, R., M. Noroozian, and B. Thorvaldsson, FACTS—Powerful systems for flexible power transmission, *ABB Review* 5/1999, 4–17.

Hauer, J.F., Preliminary examination of the Alberta trip on August 4, 2000, *Working Note for the WECC Modeling & Validation Work Group*, June 20, 2002.

Hauer, J.F., Realistic testing of procedures to identify western system dynamics from wide area measurements, *WAMS Working Note for the DOE EPSCoR Program*, draft of August 24, 2004.

Hauer, J.F., C.J. Demeure, and L.L. Scharf, Initial results in prony analysis of power system response signals, *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(1), 80–89, February 1990.

Hauer, J.F., H. Lee, J. Burns, and R. Baker, Preliminary analysis of western system oscillation event on June 4, 2003: BPA & Canada, *Working Note for the WECC Disturbance Monitoring Work Group*, July 7, 2003.

Huang, Z., D. Kosterev, R. Guttromson, and T. Nguyen, Model validation with hybrid dynamic simulation, *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting 2006*, Montreal, Quebec, Canada, June 18–22, 2006.

ICOEUR—Intelligent coordination of operation and emergency control of EU and Russian power grids, http://icoeur.eu/

IntelliGrid methodology for developing requirements for energy systems, IEC/PAS 62559, January 2008.

ISA99, International Society of Automation, http://isa99.isa.org

Jackson, J., The utility smart grid business case: Problems, pitfalls and ten real-world recommendations, white paper from Smart Grid Research Consortium (www.smartgridresearchconsortium.org) August 3, 2011.

Journalist's Guide to the Federal Courts Glossary [Online], available at http://www.uscourts.gov/journalistguide/glossary.html

Kosterev, D.N., C.W. Taylor, and W.A. Mittelstadt, Model validation for the August 10, 1996 WSCC system outage, *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), 967–979, August 1999.

Kundur, P., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc., New York, 1994.

Miller, J., What is smart grid? *Smart Grid News*, April 17, 2009.

Moraes, R.M., H.A.R. Volskis, and Y. Hu, Deploying a large-scale PMU system for the Brazilian interconnected power system, *IEEE Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, China, April 2008.

Moraes, R.M., H.A.R. Volskis, Y. Hu, K. Martin, A.G. Phadke, V. Centeno, and G. Stenbakken, PMU performance certification test process for WAMPAC systems, *CIGRÉ SC-B5 Annual Meeting & Colloquium*, Jeju, Korea, October 2009.

NERC critical infrastructure protection, NERC reliability standards, North American Electric Reliability Corporation, Web. http://www.nerc.com/

NIST, Report to NIST on the smart grid interoperability standards roadmap [Online], available at http://www.nist.gov/smartgrid/InterimSmartGridRoadmapNISTRestructure.pdf

NIST IR 7628, NIST Publications, National Institute of Standards and Technology, http://csrc.nist.gov/publications/PubsNISTIRs.html#NIST-IR-7628

NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 1.0, NIST Publications, National Institute of Standards and Technology, http://www.nist.gov/public_affairs/releases/upload/

smartgrid_interoperability_final.pdf
North American Electric Reliability Corporation (NERC), Standard TOP-007-0—Reporting SOL and IROL Violations, April 1, 2005.
North American Electric Reliability Corporation (NERC), Standard TOP-008-0—Response to Transmission Limit Violations, April 1, 2005.
North American Electric Reliability Corporation (NERC), Standard TOP-008-1—Response to Transmission Limit Violations, January 1, 2007.
North American Electric Reliability Corporation (NERC), Standard TOP-004-1—Transmission Operations, October 1, 2007.
North American Electric Reliability Corporation (NERC), Standard IRO-006-4—Reliability Coordination—Transmission Loading Relief, October 23, 2007.
North American Electric Reliability Corporation (NERC), Standard TOP-004-3—Real-time Transmission Operations (Draft), March 26, 2009.
Nuqui, R., *Electric Power Grid Monitoring with Synchronized Phasor Measurements*, VDM Verlag, Saarbrücken, Germany, 2009.
Pai, M.A., D.P. Sen Gupta, and K.R. Padiyar, *Small Signal Analysis of Power Systems*, Narosa Publishing House, New Delhi, India, 2004.
Pan, J., R. Nuqui, B. Berggren, S. Thorburn, and B. Jacobson, The balance of power—Advanced transmission grids are embedding HVDC Light®, *ABB Review* 3/2009, 28–32.
Penny McLean-Conner, *Customer Service Utility Style*, Pennwell Corp., Tulsa, OK, 2006.
Phadke, A.G., Synchronized phasor measurements in power systems, *Computer Applications in Power*, April 1993.
Phadke, A.G. and J. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, Research Studies Press Ltd., Hertfordshire, U.K., 1988.
Phadke, A.G. and J. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications (Power Electronics and Power Systems)*, Springer, New York, 2008.
Philipson, L. and H. L. Willis, *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*, 2nd edn., CRC Press, Boca Raton, FL, 2006.
Portland General Electric website http://www.portlandgeneral.com
Quanta Technology LLC, Phasor Gateway Technical Specification for North American Synchro-Phasor Initiative Network (NASPInet), May 29, 2009, http://www.naspi.org/
Reinhardt, P., C. Carnal, and W. Sattinger, Reconnecting Europe, *Power Engineering International*, 23–25, January 2005.
Sattinger, W., WAMS initiatives in continental Europe, *IEEE Power & Energy Magazine*, 58–59, September/October 2008.
Sattinger, W., Awareness system based on synchronized phasor measurements, *IEEE General Meeting*, Calgary, Alberta, Canada, 2009.
Sattinger, W., R. Baumann, and Ph. Rothermann, A new dimension in grid monitoring, in *Transmission & Distribution World*, 2, 54–60, 2007.
Sattinger, W., P. Reinhard, and J. Bertsch, Operational experience with wide area monitoring systems, *CIGRE 2006 Session*, B5-216, Paris, France, 2006.
Toward a smarter grid, www.abb.com
Trotignon, M., F. Counan, J.F. Lesigne et al., Defence plan against major disturbances on the French EHV power system: Present realisation and prospects of evolution, *CIGRE*, Paper 39-306, Paris, France, 1992.
Trudnowski, D., J. Pierre, N. Zhou, J. Hauer, and M. Parashar, Performance of three mode-meter block-processing algorithms for automated dynamic stability assessment, *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 680–690, May 2008.
Turner, S., Simple techniques for fault location, *2002 Georgia Tech Protective Relaying Conference*, Atlanta, GA.
Western Electricity Coordinating Council (WECC), WECC Standard IRO-STD-006-0—Qualified Path Unscheduled Flow Relief, March, 2007.
Western Electricity Coordinating Council (WECC), (December 2006) E-Tags, Accessed November 15, 2009. Available: http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/OC/ISAS/Shared%20Documents/Forms/AllItems.aspx
Western Electricity Coordinating Council (WECC), WECC Standard TOP-007-WECC-1—System Operating Limits, March 12, 2008.
Willis, H. L., *Power Distribution Planning Reference Book*, 2nd edn., CRC Press, Boca Raton, FL, 2004.

Wireless procurement language in support of advanced metering infrastructure security, Idaho National Laboratory—National SCADA Test Bed Program, Idaho National Laboratories, Idaho Falls, ID, Web. http://www.inl.gov/scada/index.shtml

Zhou, N., J. Pierre, D. Trudnowski, and R. Guttromson, Robust RLS methods for on-line estimation of power system electromechanical modes, *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), 1240–1249, August 2007.

Zuo, J., R. Carroll, P. Trachian, J. Dong, S. Affare, B. Rogers, L. Beard, and Y. Liu, Development of TVA SuperPDC: Phasor applications, tools, and event replay, *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting—Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1–8, Pittsburgh, PA, July 20–24, 2008.

第4章　智能电网的发展障碍及成功的关键因素

Stuart Borlase，Steven Bossart，Keith Dodrill，Erich Gunther，Gerald T. Heydt，Miriam Horn，Mladen Kezunovic，Joe Miller，Marita Mirzatuny，Mica Odom，Steve Pullins，Bruce A. Renz，David M. Velazquez

对电力基础设施的投资即将彻底改变电力行业：整个电力系统——从发电厂一直到用户设备，都将采用嵌入式传感器、通信和控制技术，它们将成为电网的大脑和神经系统。这些投资将激发企业创新精神，为电力行业（全球最大行业，也是全球变暖的最大污染源）开启通向广阔的新清洁能源之门，其中包括了很多种以前连想都没想过的能源。智能电网实质上是一个促进者：它能够促进低碳清洁能源的规模部署，减少化石燃料的使用。通过使需求变得更有弹性，能对供给和储能情况进行积极响应，以及电网感知技术的采用，智能电网能够在不降低电网稳定性的前提下，接入高渗透率的可再生能源和插电式电动汽车。智能电网还能够将用户从过去的被动消费者转变为电力市场的积极参与者，用户将能够生产、销售电力和辅助服务。智能电网可为用户提供准确的实时价格信号，从而影响其负荷曲线，极大地提高系统整体效率。简而言之，智能电网将给电力行业带来全新的模式：以可再生和分布式能源为中心，大规模部署清洁电动汽车，实现与交通运输部门的整合，并接入更多的能源和服务供应者——使系统更加高效、灵活、可靠和清洁，而且更具成本效益[1]。

未来20年内，世界各国将会对电力基础设施进行大量投资，遵守一些核心原则可以使这些投资收益最大化。每个市场都将面临一个根本性问题：如何激励电力企业，使其投资和实施的智能技术具有恰当的水平。这里所说的电力企业是广义上的，既包括了运营电力基础网络设施的传统电网公司，也包括了大量并非电力公司的企业。它们为系统提供了各种技术、解决方案、应用和服务，使智能电网部署的价值得以充分实现（如提供家庭局域网服务的通信企业、为高级终端用户服务提供微型发电设备和其他装置的企业、电动汽车和电池生产厂商及为电动汽车提供充电和计费设施的企业等）。从市场角度来说，智能电网为大量新的产品、服务和机遇的产生提供了土壤，将会给用户、电力企业和主办政府创造巨大的价值。

智能电网能够为能效和环境措施（如间歇式可再生发电）提供基础支撑设施，但其创造的效益远超于此。只有当所有这些电力企业互相配合，致力于实现智能电网支持的全部商业服务，才能带来更大、更全面的社会价值（如通过为用户提供实时建议和减少碳排放）。在智能电网的发展过程中，存在一些妨碍基础设施及相关商业产品和服务发展的因素，必须采取相应的市场激励措施，克服这些问题，才能提高效率和实施效果。不同国家的智能电网有着不同的驱动力和预期目标，相应会存在一个或多个不同的市场和监管体系来支撑其发展。

智能电网的实施带来了很多机遇，也对“变革管理”形成了巨大的挑战。实际上，也许“变革管理”才是关键。智能电网的实施过程非常复杂，对电力企业和用户具有极大的潜在影响。但目前的情况正相反，不计其数的文章重点谈论的却是电力企业必须应对的一些纯技术问题。可以认为，在管理诸多方面的变革及将多种组件与系统实时、无缝地整合过程中存在的挑战更为关键。

智能电网涉及多种不利因素和成功因素，不仅对电力企业来说是这样，对用户、监管方及整个电力行业都是如此。还有一点也很重要，智能电网的发展需要大量具有专业知识和技能的人才。成功实施智能电网需要以下多方面的努力：

1）需要解决监管问题，如设计动态电价、制定合理的成本回收机制。

2）需要在资本市场募集到足够的资金。

3）需要选择供应伙伴。

4）需要对实施过程中各方的工作进行管理。

5）需要实现系统并对其进行整合。

6）需要对一些流程进行重新设计。

7）需要大力开展用户沟通活动。

8）需要发展面向用户的新型服务。

虽然这些任务目标看起来很具体，但要达到最佳效率和效果，需要各组织之间的合作。其中最重要的一项任务是，实现用户利益。

像电力这样对用户、企业和行业都至关重要的服务，相关措施的利害得失将非常重大，如果考虑到激励资金和其他因素已经提高了公众对智能电网的认知，风险甚至更大。简单来说，需要“在飞机在空中飞行时对其进行升级”，而且要做到无缝化。基于此，可以预计到前文“需要完成事项”清单将会遇到以下一些挑战：

1）业务要求要足够灵活以适应变化，又要足够具体以便实施。

2）由于缺乏全面的业绩记录，供应商选择流程将会非常复杂。

3）尽管系统建设本身已经颇具挑战性，但仍需要实现这些尖端系统与电力公司遗留系统之间的互通。

4）在设计电费费率结构时，要保障用户的风险和回报能够达到足够和合适的平衡。

5）技术部署，特别是高级计量体系（Advanced Metering Infrastructure，AMI）技术，要触及每个用户。

6）一些收益的实现取决于电力企业，而另一些收益则需要改变用户行为。

正如一家电力企业的业务转型副总裁所说的那样：“如果你认为这就是远程抄表，那必定会错失良机。”这句话的一个重要推论是“如果仅仅将智能电网看作是电力公司内部一个下属部门的工作，照此发展必然会失败。”

为何智能电网没能更快地发展起来，其原因是多方面的。最根本的问题在于，电网并非由一家企业拥有和运营。单个参与者没有冒着风险去实施重大变革的动力。整个电网系统涉及的参与者非常多，要寻求其对变革的共同兴趣或认识很困难，但又是必需的。智能电网带来的效益广泛而深远，可能只有政府才能够弄清楚累积的社会价

值。电网现代化需要更大规模的基础设施投资，而这需要长期的财政激励措施。目前还存在很多不利因素，而且在智能电网构想最终实现之前还将出现更多不利因素。这些困难会使人感到气馁，但却并非无法克服。如果有一个清晰的蓝图，就可以齐心协力来克服这些困难及将会出现的困难。下面列出了一些建议。

1）监管和立法障碍——改变法规、政策和规章制度，取消阻碍进步的旧条文，加入可促进发展的新内容，实现所有参与者“共赢”的局面。示例如下：①在处理电网现代化的成本问题时，要考虑社会总体效益；②为智能电网投资回收价格论证会制定监管框架；③为电网现代化制定目标、度量指标和协调机制，更好地管理向智能电网转型的过程；④提高智能电网投资回报；⑤改进电力公司收益与售电量关系模型。

2）文化和交流障碍——提高相关参与者对智能电网价值的理解和认识，鼓励它们接受必需的组织文化变革。

3）行业障碍——为变革提供依据，并采取必要的激励措施来推动行业发展电网现代化。当行业认识到电网现代化技术和服务有利可图之后，自然会积极响应。

4）技术障碍——加快研究、开发和部署的速度。

5）对于电网现代化所急需的技术，加大对其研发和部署的资助力度。

6）与高校密切合作，为电网现代化提供所需人才。

7）提高急需标准的优先级，并增加对其的资源投入。

8）通过制定过渡计划，明确实现远景构想所需的阶段性目标，使智能电网的未来之路更加清晰。

4.1 电力企业的组织和业务流程转型

整个电力行业对智能电网的未来构想已有广泛共识，而且发展势头良好，但还没有制度化。对智能电网优势和效益的认识还需要进一步加深。此外，一旦达成共识，需要立即制定从现有电网过渡到智能电网的转型计划，以明确未来的发展道路。

电力企业的高管们还没有意识到变革的迫切性。大部分人认为，它们的用户很满意，它们的服务很可靠，用户需要的是更低而不是更高的电价。它们不太愿意对系统进行重大投资。实际上，金融市场正推动它们尽量减少投资，缺乏让其做出相反举动的动力。但是，必须认识到“不作为”将引发以下后果：

1）增加了重大停电事故的数量。

2）局部扰动和电能质量事件增多。

3）面对攻击，非常脆弱。

4）批发市场效率低下。

5）电价更加昂贵。

6）用户选择有限。

7）产品价格提高。

8）对环境影响的影响更大。

要成功实现对智能电网的构想，需要这大约 3000 家不同电力企业加强合作和信息自由交换。一些行业观察家相信，放松管制会使这个行业中的企业文化从配合和协作转变为竞争和对抗。企业之间需要加强协作，共享实践经验和教训，以减少向智能电网转型所需的时间和投资。

行业高管们不太愿意实施流程和技术变革。一些企业文化甚至抗拒变化，观念和信息封闭，企业内部部门之间也很少进行沟通和交流。因此，那些需要长期实践经验和政策的流程和技术很难发生变化。此外，现在的高级管理人员可能更注重营销和法律层面，对电力系统的技术面不太重视。这可能会导致在电网现代化建设过程中太过重视市场，而忽视了对新的流程和技术进行前瞻性投资。在企业组织中纳入变革管理技术也许可以激励企业文化发生改变。

行业技术人员也不太愿意改变规划、设计的传统和标准。当前电力企业规划和设计侧重于传统电网模型——集中式发电、遗留技术，很少会将用户视为一种活跃资源。智能电网规范还未被技术政策和标准所广泛接受，限制了现有新流程和新技术的部署。还需要在变革管理方面付出很大努力，鼓励技术人员改进其当前采用的方法和手段。许多电力企业的资源（包括人力和财力）有限、非常紧张，可用于前瞻性规划的资源数量就更为有限了。虽然从项目部署角度来看，电网现代化进展很慢，但是在促进电力企业围绕智能电网核心概念发展方面取得了显著进步，这将有助于最终战略规划的形成。先行者们正在开辟前进的道路，后面的跟随者可以从中受益，其电网现代化转型过程会更为容易。

如果没有多方观念的碰撞和交流、共同的成功标准和指导原则、齐心协力地为整体组织实现最佳结果，以上提及的目标将无一能实现。智能电网是对整个企业的一项挑战，而不仅是技术部署问题，因此有必要增加一些新的组织部门。这可能会给电力行业带来一些较新的概念，如业务转型高级主管、企业架构职能部门、指导技术问题和机遇的规划部门、负责确保所有活动具有一致目标的智能电网指导委员会、致力于实施变革管理的承诺等。变革管理流程应该包括一套标准方法，用于绩效评估，并为相关参与者提供反馈。公开分享成功和失败经验与当前行业文化不符。但是分享能够消除许多不利因素，减少停工次数和总体投资（见图 4.1）。

现在回顾一下前面提到的任务和挑战：

1）灵活而具体的业务要求。

2）不确定情况下的供应商选择。

3）系统互通性，新系统和遗留系统都要互通。

4）计费创新要合理有效。

5）引人注目的技术部署要尽可能透明。

6）行为驱动型收益。

这些任务和挑战并非纯技术工作，也不是仅靠一个或多个团队独立工作就能彻底解决的。这项事业需要专业技术知识，更需要各组织齐心协力来应用这些专业技术知识，以充分实现智能电网在运行、信息和行为等方面的收益。

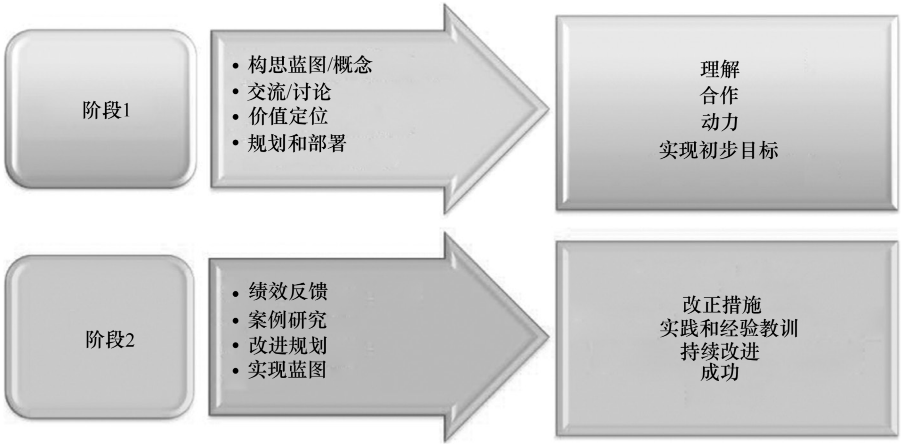


图 4.1 变革管理构成（来自 Sharing Smart grid experiences through performance feedback. National Energy Technology Laboratory，WV http：//www.netl.doe.gov/smartgrid/docs/PFP%20for%20the%20Smart%20Grid_Final_v1.0_031511.pdf）

4.2 运行技术和信息技术的融合

对于用户和为用户提供服务的大量企业来说，智能电网改变了很多事情，其中最主要的两项是运行效率和信息效率。

智能电网的商业论证很大程度上是由运行效率推动的，如①通过自动化或减少人工操作来削减成本；②通过提高现场计算能力来改善停电持续时间指标。采用合理的方案和项目管理技术，以确保这些多方独立工作目标一致而且切实有效，这一点非常关键。充分利用已部署技术的信息能力也非常重要。

运行效率这个概念很容易理解，与之相比，信息效率就不那么显而易见了。智能电网装置，从 AMI 技术到配电自动化组件，从本质上来说都是不同形式的电网传感器，它们将会产生海量的数据。那些拥有分析系统、能将这些数据转化为信息的电力企业，将能够更好地管理其资产——最终使流程得以改善、更有意义，如更加明智的维修/更换决策、更有针对性的预防性维护方案等。随着企业对这些数据的深入挖掘和利用，有可能基于准实时（与以往相比）信息对配电网络性能进行优化。

如果行业能合理应对智能电网带来的挑战，将会获得极大的潜在收益，正如其他颠覆性技术给通信、唱片和出版等行业带来的革命性变化一样。

运营技术和信息技术的融合，不仅会涉及硬件和软件，企业内部的职能机构也将发生融合。这两方面组织和活动的融合早已开始，但是智能电网大大加快了融合速度，并促成了一些组织决策。一个企业要想获得成功，在 IT 方面仅对业务系统进行后台整合是不够的。与运行技术相比，部署在现场的智能电网技术在很多方面更像是 IT 技术。

对于那些最成功的电力企业来说，即使现在还没有，今后也必定会对这两种技术

进行整合。示例如下：

1）采用智能电网补丁管理流程，充分利用已经过验证的设备 IT 流程（仅指“现场”设备，不包括数据中心）。

2）充分利用企业数据网络技术的功能，为应对智能电网通信基础设施挑战进行技术储备。

3）制定网络监测流程，为所有关键任务系统和网络（包括数据中心、系统运行、变电站、远程设备及其他与电网相连的位置）建立通用可视化界面。

用于安全升级的投资难以合理化。在安全评估、后果预计和安全升级价值评估等方面缺乏一套标准方法。此外，对政府掌握的威胁信息的访问受限，这使得安全投资的合理化论证更加困难。如果单独对安全投资进行分析，那么其成本和收益显然是不合理的。安全措施可以预防网络或物理攻击，但这种预防性措施的价值却很难评估。

4.3　综合系统方法

按照智能电网的理念来设计和运行发电及输配电系统需要有一个综合性战略。也就是说，设计和运行理念的实现需要用到多种技术，如图 4.2 所示。

示范和试点项目对于向智能电网转型非常重要，在这些项目中可以对整套技术进行检验。检验可以发现并改善薄弱环节，可以测试部署和商业模式。尽管全球已经开展了很多示范和试点项目，但其作用却十分有限。因为项目规模要足够大，才有助于深入理解全面部署时的运行情况，以及如何才能使全面部署具有经济性和功能可行性，而当前的项目极少能达到这种规模。这些示范和试点项目仅能提供一些有限的经验和知识。

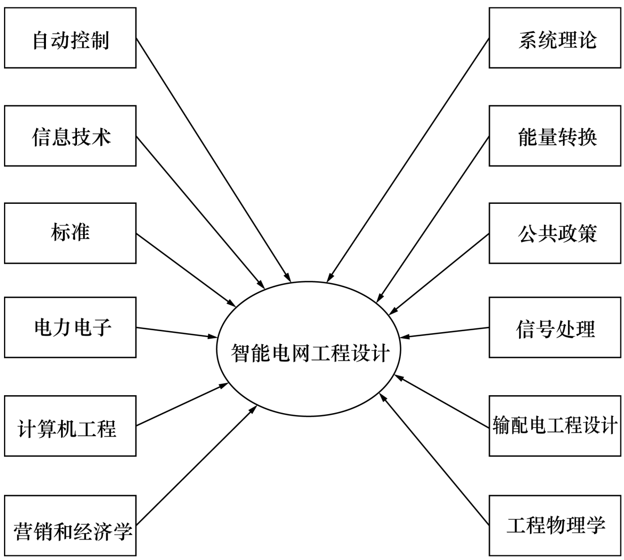


图 4.2　智能电网设计和运行综合方法（© Copyright 2012 Kezunovic，M. All rights reserved）

整合智能电网解决方案需要灵活而多功能的通信基础设施。智能电网对通信的要求比传统电网高得多。实时交换数据和信息要求通信路径的延迟和冗余必须很低。后台数据处理和存储要求通信技术支持分布式数据库和处理设备。为保证系统运行和控制的可靠性，通信设施还必须支持系统综合保护装置。以下需求引发了对通信系统设计的兴趣和重视：

1）保障所有系统和子系统的安全性。

2）保障协议具有一致性，以加快来自不同供应商的组件的应用。

3）需要一套可用于所有系统、子系统运行和控制的传感信号。

智能电网能够减少对新增中心发电厂和输电线路的需求，但前提条件是这些设施的规划过程要相互联系起来。美国加利福尼亚州公用事业委员会（Public Utilities Commisson，PUC）发现，“智能电网能够减少对其他基础设施的投资需求，所以在规划基础设施时，应该考虑到这一点。”传统的供应侧解决方案不再是满足需求增长的唯一选择，应该对各种竞争性策略的成本和收益进行全面衡量。例如，电力企业和监管方应该考虑，更广泛地采用需求响应（Demond Response，DR）来抵消高峰需求与新增高峰电厂和输电线路来满足高峰需求相比，哪一种方案的经济和环境成本更低。从更广泛的意义上来说，它们要决定哪一条道路能更好地实现其目标，如哪种方式能以最低成本完成美国州和联邦的能源和环境政策，哪些基础投资能够更好地支持未来创新、实现更多功能及规模经济效应。综合解决方案肯定比零散投资计划更好，如与智能家电和家庭能源管理系统相结合的 AMI，肯定比单独实施 AMI 效果好得多。

电网运营商必须能够将能效和 DR 方案与分布式能源（其中一些能源具有很强的间歇性）及不同储能方案进行可靠的整合，达到与传统集中式能源同等的水平。要发现并正确认识到这些资源（包括规模较小（0.2～1MW）的资源）的价值，需要采用双向通信和协议——这对促进需求侧资源在批发市场上与传统发电资源同等出售来说非常关键[3]。此外，监管者在应对系统长期需求时，如避免堵塞、满足环境目标及整合新的发电和用电源，也可以考虑采用这些资源。

4.4　网络安全

对网络入侵的许多安全研究表明，通信、自动化和控制系统很难防范非授权访问。已经存在很多重要基础设施被入侵的真实案例，如非法访问电力输电、配电和发电系统，非法入侵水、石油和天然气、化学、造纸及农业等行业的系统。有案可查的网络入侵破坏行为包括故意打开断路开关、关闭行业设施等。这些事件极少被公开报道，建立一个公开的行业安全事件库的计划也遇到了很大阻力。网络威胁来自于黑客、企业雇员、内部人士、承包商、竞争对手、交易商、外国政府、有组织犯罪团伙和极端组织。这些潜在攻击者拥有足够的能力、资源、组织支持和动机。

电力系统、业务和用户操作及用户所在场所中可能存在的脆弱性，带来了严重的安全风险。因此，在处理和解决安全问题时必须非常小心。此外，除了有意为之的恶意行动威胁外，随着现代数据和控制系统复杂性的增加，由意外导致的网络事故也在不断增加。不同领域的安全风险持续上升，主要包括以下几个方面：

1）未经授权意外逻辑访问系统组件和装置导致的风险，以及意外操作带来的相关风险。

2）单个组件发生故障（包括软件和网络）带来的风险。

3）一些故障模式，有的是由于组件数量增加直接导致的，还有的是组件、装置和

设备之间相关性增加间接造成的。

4）组件配置错误带来的风险。

5）未执行合理维护（如补丁管理、系统总务管理等）导致的故障。

从世界范围来看，许多安全公司已经指出了不少安全问题，试点项目中也存在很多安全漏洞，因为这些项目在设计时就没有考虑到要对连续网络攻击进行防范。尽管这些系统现在已经基本上都能够防御一些简单的黑客攻击技术，但是熟悉系统的内部人士能够利用薄弱环节，这种情况更需要引起智能电网参与企业的特别关注。必须对涉及网络运行中心和相关 IT 系统管理的各方进行培训，提醒它们注意防范内部不良行为。在所有可能的薄弱环节，都要配备经过专门训练的安全人员。

开放式通信和操作系统可能容易引发安全问题。尽管开放式系统更灵活、更容易提升系统性能，但是没有专有系统安全。开放式系统的使用必须符合行业的认可、标准和协议，以保证系统的安全性。

电力企业在为系统自动化、控制系统和智能装置选取安全防控措施时，必须依据规范资源，还要符合企业管理制度和业务风险评估。安全防控措施要限定在各个安全域之内，不同域之间的信息流动必须符合风险评估、企业安全规章和政府强制性法律的要求。此外，在接纳现有遗留系统时，不能让这些系统的不足之处影响到企业的安全。新兴智能电网系统和解决方案必须由有资质的实验室进行详细检验，以确保新的数字通信和控制设备不会给恶意攻击带来可乘之机。安全问题需要市场各参与方（包括行业和政府）尽职尽力。

将测量仪表接入基于互联网协议的网络，确实有可能引发内部和外部的黑客行为。为了防范这些威胁，在设计系统架构时必须要慎之又慎。在电网中采用分布式智能，可以减轻单点发生故障造成的影响。

想要为智能电网供应设备和服务的厂商都应该深入了解安全和标准。此外，应该为硬件和软件供应商发放安全证书。

4.5　数据隐私

智能电网采集了大量潜在敏感数据，特别是用户端技术、产品和服务（如高级计量体系（AMI）和需求侧管理（DSM））的采用，引发了数据隐私问题和安全风险。与用户相关的应用和解决方案（如 AMI 和 DSM）有可能会损害隐私权益，因为它们收集了家庭和企业的用电信息。用户端智能电网技术之所以会引起隐私权益风险，是因为这些技术的一个核心目的就是收集家庭或企业的信息。目前电表的采集间隔一般为 1min，可以采集量表标识符、时间戳和使用数据，并每隔 15～60min 进行一次时间同步。不久以后，电表还可以采集停电、电压、相和频率数据，以及来自联网传感器和智能家电的详细状态和诊断信息。如果分析得当，从这些数据能够知道用户是否在家、什么时候在家及他们正在做什么。采用了用户端技术、产品和服务的电力企业，如果没有处理好这些问题，将会遭到用户和政界的反对，从而降低了智能电网技术能够带

来的经济效益。这些电力企业将不得不面对愤怒的监管方和用户及债务问题。

对于用户来说，隐私权意味着用户有权利决定哪些数据是可以使用的，哪些数据是不可以使用的。可用或不可用是一个文化问题，体现在法律、市场和个体的接受度上。如果用户认为电力公司对个人的可辨识数据使用不当，或对个人信息的使用超出了他们可以接受的范围（无论是否合法），那么他们很可能会抵制这些与用户端产品和服务相关的智能电网重要功能。用户可能会拒绝同意（在需要时）、隐瞒信息甚至号召政治反对。如果隐私或安全措施不当，使得窃听者、对手或用意不良者获取并使用了这些采集信息，损害到用户利益，那么电力企业将会面对用户责任索赔或监管方的罚款。因此，电力企业在设计用户端技术、产品和服务时，必须考虑到隐私和安全问题，并说服用户、监管方和政界人士相信隐私将会得到很好的保护。

可辨识信息的可用性会随文化和时间的不同而发生变化，但是一般认为在住宅内发生的事是非常隐私的。采集到的数据能够透露很多住宅内发生的事，而原本外人是不可能知道这些的。这些数据的采集和使用将会减少私密信息的范围。尽管一般认为隐私属于个人权利，但企业也拥有类似权利。

电力企业获得用户数据的使用许可之后，确保不会发生未经授权使用的情况，是符合其最大利益的。例如，如果一家电力服务供应商经允许可以向制造商或零售商出售电器使用数据，那么为了保护其经济利益，这家公司将会防止潜在竞争对手访问或使用这些数据。每家企业都不想由于违反明示或隐含的隐私政策而受到监管制裁，也不想由于用户或企业数据泄露而遭到损害索赔。

智能电网环境和 AMI 的数据隐私问题，引发了广泛讨论。例如，荷兰曾规定必须采用 AMI，而现在改为自愿采用。

4.5.1 美国电网安全

2009 年 8 月，美国总统巴拉克·奥巴马在一项声明中称，智能电网安全问题是促成白宫新网络安全战略的一个原因。此项声明是在一系列电力系统入侵事件新闻报道之后发布的。其中一篇报道是华尔街日报匿名来源的文章，报道称外国间谍曾经侵入过一个电网系统；美国网络安全公司 IOAactive 也宣称，该公司能够侵入智能电表，可以瞬间切断数百万家庭的供电，使电网中断运行。

4.6 利益实现

智能电网流程和技术投资的商业论证常常不包括全部收益，因而缺乏吸引力。证明最终目标的价值往往比较容易，而对中期目标进行合理的商业论证则比较难。智能电网往往能带来良好的社会效益，使智能电网投资具有极大价值，但是电力企业的商业论证一般不会包括这些。此外，缺乏对内在投资风险（如投资搁浅）的保护，进一步影响了这些投资渡过财务难关的能力。同时，参与者数量和监管力度的增加使得决策制定更为复杂。通过激励措施来表彰企业对社会的贡献及采用各种方法来减少投资风险，这两项措施将能够促进智能电网流程和技术的部署。

智能电网的成本-收益分析应该考虑部署带来的全部收益，包括减少了污染严重的高峰电厂的运行；减少了土地占用，降低了对野生动植物的影响（减少新建发电厂和输电线路）；提高了发电效率，提供了更多发电方式，降低了美国州和联邦的能源、环境政策的实施成本[3,4]。

智能电网技术的影响包括了很多不同组件的作用。电力企业和用户能够从多方面获益。电价上涨难以避免，但是智能电网能够增加电力企业收入、减少电价增长幅度（还能够提高服务质量）。将智能电网计划放在具体应用场合来看，如“绿色”用户选择计划或是减缓电价上涨的成本削减计划，有助于明确电力企业的驱动力和规划智能电网路线图。智能电网方案的商业论证应该坚实有力，电力企业内的众多部门都应该参与论证，对智能电网各项候选技术的预期收益和成本进行讨论，达成一致意见并形成可行的实施计划。一些情况下，收益是缓步增长的，但是智能电网方案应尽可能地减小收益实现迟滞。当技术发生阶跃式变化时，常会出现这种迟滞。在部署智能电网时，还应尽可能地以更平滑、更低成本的方式向新技术迁移，避免出现“叉车式”升级，造成高额成本。一个好的智能电网方案应该远离“试点”心态，通过现场试验或“阶段性部署”，来获得急需的成本、收益、用户接受度等反馈信息。根据这些反馈信息，可以对方案进行更新，并校验前期的商业论证。

智能电网的一些收益取决于电力企业，而另一些收益则需要改变用户行为。这一点很关键。对于大部分电力企业来说要解决以下问题：

1）运行收益来自于淘汰人工抄表、实现远程连接/断开功能、改进计费、减少非周期读表、优化资产并减少维护成本等活动。所有这些收益都需要在监管方的支持下改变业务流程，才能实现。

2）DR 收益部分源于直接负荷控制，大部分地区要求用户自愿登记使用。

3）DR 收益主要来自于动态定价（其具体形式需要由监管方批准）、用户“进入”或“退出”机制的建立、用户意识及用户行为的改变。

4）可靠性收益将取决于不同因素，如自动分段和重合闸（Automated Sectionalizing and Reclosing，ASR）装置的预期运行效率，但是与系统绩效测量一样，实际效益将由于非可控因素（如天气）而存在差异。

能够成功应对这些挑战的方法必定是革命性的和全方位的。总的来说，它将对工作完成、信息使用及用户服务的方式产生极大影响。而从根本上来说，它要将企业从传统的卖方转变为“可信赖的能源顾问”。

对许多电力企业来说，智能电网一直都是由工程团队首先推动的。显然，工程设计的作用再怎么夸张都不为过。例如，ASR 装置不能用热缩塑料包装。但是为了强调跨组织合作在有效应对这些挑战上的重要性，还应该考虑到实现智能电网许多其他功能所需要的角色。

不受价格管制的典型企业可以通过利润最大化定价、产品和市场策略来寻求投资回报，而受到价格管制的企业（如输电公司）则没有这样的自主权。利益最大化代替利润最大化成为首要目标。一部分收益是企业可以掌控的，如有效实施配电自动化可

以提高系统可靠性、自动抄表带来的运行收益等。但大部分潜在收益的实现需要改变用户行为，具体来说是改变用户用电的数量和模式。

用户教育对于促进用户行为改变非常重要，企业客服部门职能转型也很重要，要从交易“接线员”转变为可以信赖的能源顾问。如果这些措施实施良好，将能够推动新技术的广泛应用及创新性计费结构的发展。

目前，几乎没有任何监管机构能够接受对所有用户实施强制性动态定价的方案。因此，动态定价将很可能以自愿参加的方式实施，最有可能的计费模式将会是临界峰值返还，而不是临界峰值定价（也就是说，预计电费费率结构将采用“胡萝卜”模式，而不是“胡萝卜加大棒”模式）。所有这些因素极大地增加了向用户宣传潜在收益的重要性。这意味着必须了解什么样的信息（及信息传达手段）才能最有效地打动不同类型的用户——而这正是绝大部分管制企业所不擅长的。因为到目前为止，它们都无须这样做。

下面给出了一个收益实现方案的例子，该方案强调合作和教育的重要性：

1）优先保证智能电网的用户利益，并加快实施速度——同时还要有效管理参与者的预期。

2）建立参与者工作小组，详细讨论动态定价方案及其收益。

3）举行公共监管听证会，评估、验证各方案的成本和效益。

4）增强网站各项功能，为用户提供更多的信息（同时要确保客服部门能够访问到同样的信息，便于为用户提供“能源顾问”建议）。

5）实施主动服务方案，为企业的产品和方案提供清晰、简洁的信息；同时还要实施用户预期管理方案。按照设想，这些方案可以通过市场调研获得反馈信息。市场调研应侧重于，①增加并留住使用动态定价方案的用户；②增强对定价方案和用电信息的行为响应；③确保所有用户都能从中受益。

电力企业若想通过提高电费来资助智能电网计划，必须获得美国公用事业委员会的批准，才能召开价格论证会，这正是影响智能电网计划发展的最大因素之一。受管制企业必须根据其服务成本和审批净资产收益率（Return On Equity，ROE）来制定电价。费率基础一旦确立，电价就固定下来了，除非企业提出更改申请。目前已经放松了对发电的管制，但输电公司的商业论证仍然受到管制，从而使市场环境更加复杂。此外，随着需求侧响应和能效方案的实施，总系统负荷也随之下降。在这种情况下申请价格论证的话，困难可想而知。

电力企业希望能有个魔法按钮，按一下就能解决好智能电网部署中存在的所有问题，但是智能电网计划可能还是得“经过监管审批”。因此，不仅商业论证本身要坚实可靠，商业模式也得符合监管方的眼光。商业论证应该重点向监管方展示以下几方面：

1）智能电网技术如何维持低收入用户的电费水平。预期收益包括：①通过降低与电表相关的成本和停电成本，减少 O&M（停电和检修）；②通过 DSM 和 IVVC，减少能源成本；③通过 M&D（监测和诊断）、DSM 和 IVVC，减少资本支出。

2）智能电网可以为提升所在美国的州或地区的“绿色形象”做些什么。预期收益

包括：①通过降低能耗来减少碳排放，并通过 DSM、IVVC、AMI 和 FDIR（故障检测、隔离和恢复）来减少维护现场所需的时间；②通过 DSM 和 DER（分布式能源），平衡可再生能源的间歇性，促进可再生能源整合；③通过 AMI 和 DA（配电自动化），促进分布式发电和插电式混合电动汽车的发展。

3）智能电网如何提高可靠性。预期收益包括：①通过 AMI、FDIR、整合 OMS（停电管理系统）和 FFA（现场维护自动化），大幅提高 SAIFI（系统平均停电频率指标）和 SAIDI（系统平均停电持续时间指标）；②提高电能质量，满足日益增长的数字经济需求；③持续发展的 M&D 将进一步提高电网可靠性；④通过提高账单的准确性以及减少停电次数，改善用户服务质量。

用户选择、能源效率和用户价值被视为是智能电网实施平台成功的关键因素，而且也是一项方案是否能被监管方所接受的关键因素。充分利用 AMI，支持更加全面的智能电网方案，将会带来更多的机遇。相应的，电力企业也将会寻求监管方对智能电网方案提供支持，采取一些激励性措施，如加速折旧、提高价净资产收益率等。

监管方和用户的最低要求是，“智能电网计划要能够减少长期账单及碳排放量和停电次数。”

商业论证的目的是为电力企业制定长期发展战略提供一个总体指导。商业论证基于系统性评估，有时会采用对收益和成本的合理猜想；商业论证会对智能电网各候选技术阶段性部署的净现值进行比较。虽然可能会在企业服务领域和服务用户方面存在一些相似之处，但并非所有电力企业的技术实施都处于相同水平或阶段，因此预期收益和成本也会存在差异。行业标准（如可靠性指标）可以从总体上衡量一家企业的运行情况，但即使是用户数量差不多的企业，其智能电网的实施状况和预期收益也会非常不同。商业论证并非千篇一律——企业“各有所好”。尽管当前的智能电网计划大都是由监管压力所驱动的，更注重可以给用户带来直接效益的智能电表，但人们相信，在智能电网的价值充分展现之后（通过“阶段性部署”），将会出现更多富有技术含量的计划。

商业论证分散化是智能电网市场的一个主要不利因素，特别是在竞争性较强的分散市场。电网公司与发电和供电企业分离，价值链上的每项业务都由不同企业经营，这是分散市场的一项特征。与之形成对比的是，在集中市场中，总会有一、两家垂直整合企业。

商业论证的重要性因国家而异。在一些集中市场，智能电网的发展受政策影响很大，主要由供电安全、环境影响、研发等需求驱动。而在竞争性较强的市场，商业论证可能更注重经济性，但净资产收益率受到明确限制是个需要克服的难题。

为各种智能电网技术制定一个综合性的商业论证是很困难的：市场内的所有网络及网络内的不同电路，对功能水平有着不同的要求，驱动其发展的供求因素互相影响，因此很难进行成本评估。收益评估也很复杂，因为收益取决于不同网络区域的功能水平，形成的直接和间接受益很难量化（如碳排放和污染减少、供电安全增强等）。

在分散市场中建立一个商业模式，意味着要在参与者之间分摊投资、回报和风险。

分摊方式将由各方获益程度和最佳风险管理模式决定。但是，不同企业参与其中会让商业论证和商业模式的建立非常困难。例如，智能电网项目可以减少对发电的资本支出要求，或者能够支持间歇性能源（如风能）接入，将使发电公司受益。对于电网公司来说，可以从中获得的收益包括运行效率提高和成本减少；而对于零售公司来说，智能电网支持创新性产品引入，有助于负荷曲线调整。电网公司对智能电网技术的投资也会给其他各方带来巨大的机遇。

对于一个垂直整合市场来说，大部分利益由行业中的领先企业获得，因此即时收益（包括社会收益）、投资和风险也应由其承受。这使商业论证比较简单——假设社会收益可以充分获得。

美国 EPRI 的电力部门未来发展框架估计：到 2020 年，一个更加有效、可靠的电网每年可以增加 1.8 万亿美元收入[5]。具体来说，根据美国盖尔文电力计划，“智能电网技术能够减少电力扰动给美国经济带来的损失，每年可节约 490 亿美元。智能电网还可以减少对大规模基础设施投资的需求，未来 20 年内可节 460 亿～1170 亿美元。”[6]

“若大规模推广可使用户轻松控制其用电量的技术，那么到 2015 年每年可以为美国经济增加 50～70 亿美元收入，到 2020 年每年可增加 150～200 亿美元收入。”如果分布式发电技术及居民和小型商业应用的智能交互式储能容量的比重能达到 10%，那么到 2020 年每年可再增加 100 亿美元收入。

节能技术还能极大地降低燃料使用总量，因此很可能会推动燃料价格下降，使所有用户受益。实际上，整个美国经济都依赖稳定的能源供应。能否保证高质量电能的稳定供应将影响到美国未来的经济发展。此外，随着节能和智能装置、智能电表、新的传感和通信设备及客运车辆的发展，智能电网创造出了新的市场。

世界许多国家都在制定或计划制定温室气体排放相关法律，这表明公众对温室气体议题的认识已经达到了一个前所未有的高度。美国国家可再生能源实验室（NREL）声称：“电力企业在多方压力下，不得不采取商业行动来应对全球环境问题。在 2008 年度预算申请中，NREL 表示，目前美国每年碳排放量为 17 亿吨，如果不采取措施，那么到 2030 年会上升到每年 23 亿吨。同一研究显示，如果电力企业采用能效方案、使用可再生能源，那么不仅能够抵消掉上述碳排放增长，实际上到 2030 年碳排放甚至能够减少到 10 亿吨以下。”[8]

下面列出了一些利用智能电网技术减少碳排放的措施：

1）充分利用 DR/负荷管理，减少成本昂贵的高峰发电（此类发电通常采用燃料效率相对较低的能源）。

2）通过用户教育、能够充分利用用电信息的方案和动态电价，推动能源效率提升。

3）减少可再生发电输出功率的不稳定性——这是造成大电网无法整合高比重可再生能源的主要障碍之一。

4）整合插电式混合电动汽车、分布式风能和光伏太阳能资源及其他分布式发电形式。

4.7　绩效目标和进度衡量

智能电网能够而且应该准确地对自身绩效进行评价，包括总体效率、可再生能源使用、DR 和储能，以及对空气污染、水资源和土地占用的影响。目前，已经制定了一些框架来帮助监管方和电力企业衡量智能电网的部署计划和收益，并帮助电力用户评估供电质量[9,10]。电力企业有责任实现承诺的收益——按照监管方批准的与绩效相关的投资收益率。

要避免资产搁浅，使投资的经济和社会效益最大化，时机选择非常重要。一些技术，如电压调节装置（Volt/VAr），能够可靠地降低电力系统的压力并节约大量能源；输电线路能效标准和市场激励措施的实施能够加速这些技术的部署。在美国各地的试点工程中，许多用户侧技术（如居民分时电价）对减少高峰需求和总能耗具有良好效果，但是需要扩展用户服务并需要时间去适应。这说明智能电网应该采用阶段性部署方式：对可以短期见效的现有技术进行投资，同时为长期战略目标打好基础，并充分利用经验教训来指导以后的部署工作。

4.8　技术投资和创新

智能电网所需的许多技术已经有了现成的独立功能模块。但是，技术的成熟度和商业可行性存在差异。研发活动不断推动这些技术向前发展，特别是那些智能电网解决方案的高级功能所必需的技术，如通信、嵌入式传感、自动化和远程控制等。电力行业技术的研发和部署速度都落后于其他行业，因此必须要采取应对措施。

为了减少技术和部署的风险、降低成本并确保能够实现规模应用，每种技术对研发都有着不同的要求。问题在于，要等一体化智能电网解决方案所需的全部技术都足够成熟，才能同时进行规模部署。要实现这个目标，就必须加快一些组件的研发速度。研发的一个新兴领域是整合所有组件技术，以确保电力系统运行的互操作性、协调性、安全性和可靠性。这个焦点领域包括在电网整合高比例的可再生能源（如风能和太阳能）、分布式发电和电动汽车。

电力企业的 R&D 支出水平低得惊人，还不到总收入的 1%，在所有行业中处于最低水平（见图 4.3）。竞争激烈的高科技行业的研发支出占比是电力行业的 5 ~ 10 倍。但是，提高电力行业的竞争性并不会推动这个行业研发支出的增加。因为价格论证并未明确列出研发成本，所以如果价格论证结果不利，那么研发成本常成为首个被削减的部分。

不论是单项组成技术，还是一体化智能电网项目，在研发活动上都缺乏协调。尽管智能电网在不同市场上具有不同的形式，但它是一个全局性解决方案。虽然不能说研发活动毫无协调性，但对于机构和企业来说，肯定会优先发展那些最符合自身利益的技术，导致另一些技术得到的关注相对较少。由于研发成本高昂，因此给企业带来

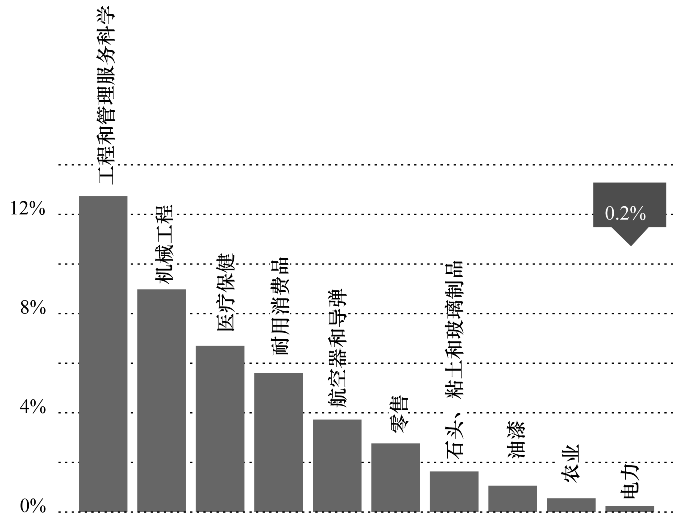


图 4.3　行业研发支出占收入的百分比（来自 National Science Foundation）

潜在经济收益较少的技术可能发展缓慢，从而导致智能电网技术链上出现缺口。

目前一些关键技术还尚未整合。一般来说，良好技术整合产生的收益会超过多种单项技术收益的总和。例如，智能电网高级技术会产生大量数据，为了对这些大数据进行处理和分析，需要部署综合通信系统（包括超级计算机）。单项技术部署常会由于无法与其他所需技术充分整合而失败。

与传统技术相比，当前许多新的替代技术在价格上没有竞争力。要实现智能电网，这些新技术的价格需要下降到能够激发大规模部署的水平。等到价格最终下降时，技术性能已经过实践证明，社会效益也已得到认可，从而使技术需求增加，并推动价格进一步下降。减少成本需要达到一定的规模（规模经济效应）和设计上的创新。例如，现在的电力储能水平依然很有限。而对于电能来说，最根本也是其独有的一个限制条件就是难以保存为未来之用。目前在储能研究方面已经有了一定的进步，但若要大大加速电网现代化进程，还需要储能技术发生飞跃。

4.9　用户参与和自主控制权

为了实现智能电网构想，需要得到相关参与者和公众对电网变革的积极支持，因此在智能电网概念和效益的宣传上还需要做更多的工作。智能电网建设不仅需要电力企业的参与，也需要用户的参与。

智能电网技术需要用户的能源使用行为发生转变。尽管用户越来越关注气候变化和能源效率问题，但大部分人尚未意识到电网转型对减少排放的必要性。在很多情况下，整合可再生能源和需求侧响应需要更加强大和智能的电网，以及新的基础设施。

公众可能会对电网的一些变化持有负面看法，特别是那些导致电费增加的变化。

参与者们还没有意识到变革的理由和迫切性。对于各参与群体来说，不作为（如不对电网进行现代化改造）导致的社会后果还不够明晰。对智能电网的基本价值及电网陈旧过时造成的社会和经济成本缺乏认识，让其误以为目前的电网已经足够好，至少是不值得花费如此大的代价去进行改进的。就连偶尔大规模停电造成的不便和成本也很快被遗忘了。因此，需要在以下几方面与公众进行更多的交流和知识普及：

1）现有电网的防御能力很差。

2）电网大范围受损将会给国家安全、经济和生活质量带来灾难。

3）现有电网无法应对 21 世纪的安全和经济挑战。

4）智能电网将成为一个平台、系统和网络，在其之上可以部署清洁能源、DSM 及其他能够减缓气候变化的技术。

5）智能电网将帮助美国减少对进口能源的依赖。

6）智能电网效率更高、成本更低。

7）现有电网的性能可能会导致未来工作机会减少，因为工作岗位将会转移到拥有更可靠、更经济的电网的国家。

目前尚缺乏有效的用户教育，用户对智能电网收益的认识还比较模糊。用户可以得到的一些潜在收益包括以下几项：

1）对能源使用情况进行更有效的监测和控制，减少总用电成本。

2）参与未来电网市场，如需求侧响应、备用储能等。

3）享受智能电网带来的增值服务。

公众认知有可能成为政策实施和智能电网加速部署的关键障碍。特别是在开放性和竞争性较强的市场，此类市场受政策影响很大。一项政策若被认为有任何不利社会因素，随之而来的公众压力可能会迫使其流产。例如，荷兰的智能电表计划因遭到一个规模虽小却声势浩大的团体的反对而被迫取消，该团体认为智能电表透露的个人信息太多。

在部署任何技术之前，电力企业都应该先做好用户教育工作，并将较大的用户扩展和教育服务费用包括在成本预算中。它们应该准备好通过 AMI 数据及用户工具和激励措施，来管理现场能源生产、存储和使用，还应具有向第三方企业安全分享数据的能力。用户应该掌握向电网买卖能源和服务的实时价格，并按照这个价格［节点边际定价（Locational Marginal Pricing，LMP）或其他已达成协议的市场信号］付费或收费。PowerCentsDC 等试点项目表明，如果定价方案设计得好，而且用户真正理解了这些方案的话，用户将会热情地接受分时电价。

应按照现有或更高的用户保护水平向非连接和低收入用户提供资助，投资和技术风险应由企业和用户共同承担。若以附加费或其他附加条款的形式向用户收取了投资预付款，企业有责任为用户兑现允诺收益。例如，美国加利福尼亚州公共事业委员会在批准一项附加收费时，要求企业必须将节约的预期运行成本与用户分享——无论实现与否。也就是说，在将电表成本加入用户账单之后 8 个月，这家投资者所有制企业（Inventor-

Owned Utility，IOU）每月必须向用户返还运行成本节约金 1.42 美元，即使企业还没有实现这些节约也必须这样做。基于绩效的成本回收机制将激励企业寻求最有效率的解决方案。

用户参与是智能电网现代化不可或缺的一部分，而用户教育正是获取用户参与的第一步。用户教育任重而道远。邻避主义（Not In My Backyard，NIMBY）⊖思想是导致目前电网升级进度大大延迟的罪魁祸首之一，必须采取应对措施。对于那些反对在自己家乡和城市兴建设施的市民，要想办法减轻他们的担忧。为了让新投资能够引起附近市民的兴趣而不是反对之声，需要新的观念。智能电网远景规划与提高效率和环境影响目标之间的沟通交流，也许有助于处理这个问题。

4.10 供应伙伴

充分利用好技术人才是非常重要的，无论其是组织内的还是组织外的。发现能够带来必需技术人才的供应伙伴也很重要。像智能电网这样牵涉广泛的项目，不可能随随便便就外包给某个供应商，即使是最能干的供应商也不行，但疏远它们也不会有好处。

智能电网建设不是单个供应商就能完成的任务，电力企业必须精心设计一个供应商综合评估流程，以确保能够选择到合适的解决方案（包括长期和短期目标方案）。制定供应商选择流程必须非常仔细和严谨。如果一个电力企业的供应商选择流程非常简单，那么这个流程很可能不够完善。从整体来看待智能电网的各项技术非常重要——智能电网不是各项技术的简单拼合，而是对如何将其恰当地组合在一起，以及未来前景的规划。如果不能充分认识并管理好智能电网的复杂性，那么做出正确采购决策的可能性将微乎其微。

4.11 标准的制定、协调和加速发展

全面标准化对智能电网部署和成功运行至关重要。尽管在这方面已经有了很大进步，但由于在标准制定过程中参与者各自为政、缺乏良好的智能电网互操作性标准及知识产权问题，所以目前还存在很多挑战。此外，如果标准制定过早，也有可能扼杀技术创新。

尽管智能电网技术在不断向前发展，但如果没有技术中立的良好互操作性标准，将会使进一步创新和规模部署机会受到限制。若标准制定配合工作没有跟上技术创新

⊖ 原指垃圾场、核电厂、殡仪馆等设施的存在会给当地居民的生活、心理、荣誉等带来诸多负面影响，从而激发他们的嫌恶情结，滋生“不要建在我家后院”的心理，这一现象称之为邻避效应。目前我国的邻避主义思想也很突出，如近年来国内多处抵制兴建垃圾焚烧电厂，乃至抵制在居民小区附近兴建变电站，都有邻避主义思想的作用。——译者注

和发展的步伐，也会妨碍大规模部署和推广。因此，提高互操作性和可扩展性是目前的当务之急，同时还要注意避免扼杀创新。

由于智能电网的各项技术分属不同领域（包括电力基础设施、通信和 IT 等），接口和相关通信协议若不能标准化，将可能造成误解和失误。因此，即使各项技术已经标准化了，一致性和互操作性测试仍然会让供应商头疼，因为每项技术都必须通过专门为特定技术设计的一致性评定。

现有的国际标准制定组织（Standard Development Organization，SDO）包括以下几个：

1）IEC——国际电工技术委员会（www. iec. ch）。

2）IEEE——（美国）电气与电子学工程师协会（www. ieee. org）。

3）ISO——国际标准化组织（www. iso. org）。

4）ITU——国际电信联盟（www. itu. int）。

除了这些组织之外，许多国家和地区的标准协会也会影响智能电网标准的制定。制定国际标准需要经历一个冗长的流程以达成国际共识，这成了一个重大障碍。例如，2008 年 IEC 出版标准的平均制定时间长达 30 个月。即使 SDO 已经制定好了一项标准，还是必须得通过这个协商流程。

智能电网是传统电力基础设施和现代 IT 系统大规模结合的产物。智能电网的实施和部署涉及成千上万家电力企业和供应商，是真正的全球性项目。为了让智能电网部署获得成功而且具有成本效益，参与各方必须遵守“国际标准”。为什么会得出这样的结论？为什么标准对智能电网的成功如此重要？下面对标准的重要性进行了总结：

1）共享性——规模经济、减少重复工作。

2）普遍性——可利用任何地方的基础设施。

3）综合性——容易管理、性能可靠。

4）易用性——设施使用规则具有逻辑性和一致性。

5）成本效益——价值与成本相符。

6）互操作性——规定了基础组件之间如何关联。

7）开放性——支持多种用途、多家供应商，非专有。

8）安全性——系统必须受到保护。

9）可扩展性——低或高密度区域，阶段性实施。

10）质量——多种测试和验证。

美国各地许多电力企业已经或正准备在输配电和用户系统中采用智能电网技术，其原因包括法律和监管规定、提高运行效率及为用户创造价值等。智能电网用户和社会价值的全面实现，部分取决于技术实施的速度。技术是保证电网安全、智能、全面连接的重要因素。电力企业普遍认为，制定和采用开放标准，对确保智能电网的互操作性和安全性来说必不可少。在许多项目中，电力企业已经制定了智能技术所要求的开放标准。

智能电网领域广阔，所涉及标准的范围也非常大而且相当复杂，这使得应用标准

也成为一项挑战。尽管如此，目前电力企业、供应商和政策制定者正在积极参与标准制定和应用，而且已经存在不少成熟标准可以利用。此外，在新兴标准和网络安全方面也有许多工作成果可供借鉴，这正是机遇所在。技术不是标准应用最主要的障碍。根本问题在于，为实现一个具有互操作性和安全性的智能电网，要组织并优先发展那些能给用户带来最大利益的首要事项。

尽管已经有了一套广泛的标准，可以帮助美国适时、有效地建设智能电网，但还有大量标准需要建立在正在制定的标准的基础之上，而这些标准也必须及时完成。因此，必须采取措施加速智能电网采用新标准的速度，这一点非常关键。为了加速智能电网标准的采用速度，电力行业必须克服以下困难：

1）大量标准组织和行业委员会的工作存在重复和矛盾。整个行业必须齐心协力，一起加速重要标准的采用速度。

2）由于参与者数量众多、需要考虑的问题广泛、应用标准又非常庞大和复杂，所以需要一个包括政府和电力行业共同参与的全国性的正规管理体系，还需要制定一个正式流程来确保具有最高价值的任务会得到优先发展和严格监管。

3）智能电网的实施工作实际上早已开始，而且在未来十年或更长时间内将会有一系列“革新”项目相继实施。因此，标准的采用必须全面考虑当前部署状况、未来发展及供应商产品开发的生命周期。

4）目前对互操作性的讨论有些太宽泛了，应从两个基本方面入手，注重优先发展顺序及加速“跨系统”标准的采用。

如何快速解决这些困难呢？方法如下：

1）应该建立一个全国性的标准组织来正式管理智能电网标准的应用。美国 NIST 应该立即建立一个更加正规的管理体系和相关流程，以决定选取智能电网标准的优先顺序，确保流程公开、公正并包括了关键参与者。美国 NIST 应该对各标准组织和行业委员会的工作进行协调，使其将重心放在共同目标上，并避免重复工作。

2）制定智能电网“路线图”，为现有、未来标准的部署指明道路和方向，从而使行业的发展方向更为清晰。

3）重点领域包括：①通用信息模型；②网络安全；③基于开放协议的互操作性；④应用接口标准；⑤信息传送等。

4）管理原则包括：①开放性；②综合性；③职责和责任分离；④遵守标准。

5）明确各种测试和检验方法，建立认证组织以验证是否遵守了标准。

随着时间的推移，电网将变得更加“智能”并具有更多功能，所以配套标准也必须与时俱进，要能够支持更高水平的互操作，促进更多高级功能的实现。智能电网在不断发展演化，因此在任何一个时间点上，行业技术都将是一些旧有技术、上一代智能技术、主流智能技术和待开发技术机遇的集合，采用标准时必须考虑到这一点。智能电网的建设是一个逐步发展的过程，从监管许可到工程设计和部署，整个项目开发周期很长。与之相比，技术生命周期则要短得多，因此电网对智能技术的容纳和利用程度很可能也会不断演化。

演化问题非常重要，因为投资是基于政策措施、系统可靠性及用户价值等多个目标的一个综合决策。投资智能电网时，政策制定者和电力企业在采用各项标准之前，必须对这些目标进行权衡。在美国各地的许多实例中，电力企业和监管方对加速实现用户收益、项目成本效益和管理新兴技术风险等目标比较关注，并在这些目标之间进行权衡取舍。遗留系统和项目的发展没有灵丹妙药，符合用户利益和公共政策的项目肯定要继续向前推进。但是，缺乏明晰的标准会加大技术被淘汰的风险——2009 年应立即采取具体行动将一些关键领域标准化。

如果智能电网设计得当，那么从技术上来说，就没有必要要求所有方面都全部标准化。而且由于整个系统涉及的组件数量非常之多、错综复杂，而各种因素和智能电网的使用情况又缺乏明确界定，因此也不可能实现全面标准化。如果标准更新和新标准设计都遵循了以下演化原则，那么设计良好的智能电网系统就应该能够接受这些标准的不断发展：

1）互操作性是标准设计的一个硬性目标，无论当前采用的是何种标准。

2）基于标准达成的互操作性必须要统一。

3）更新换代产品必须采用能够实现互操作性价值的标准。

4）智能电网技术路线图必须全面考虑整个系统中每个产品的作用，选择标准一致的商业产品。

5）标准一致性测试，以确保对标准具有相同的解释。

许多电力企业正在按照这些原则建设智能电网系统，要求系统必须具备一些特定功能，如远程设备升级、全系统高度安全性及互操作性关键边界的可界定性，从而可以通过后继投资来实现更多先进功能。

要加速智能电网标准的应用速度，应集全行业之力，按照正确的顺序做正确的事。系统工程理论为分解复杂的“由系统组成的系统”提供了一套基于需求的专业方法。以智能电网为例，通过结构化流程，可以从高层次的跨系统视角转变为低层次的系统内视角。将系统工程理论应用于智能电网功能和配套标准设计，可以发现，如果将重心放在单项组件的实施上，会给系统未来运行带来风险，因此对整个系统的运行进行统一设计非常重要。这意味着电力企业在建设智能电网时，无须等到系统内部接口互操作性问题完全解决之后才能继续项目实施。这是对的，只要充分认识了“跨系统”边界，并继续遵循互操作性设计原则，就能实现最终的目标。

4.12　政策和监管

一些直言不讳的专家声称，电网向智能电网转型的最大障碍既不是技术问题也不是经济问题。相反，限制转型发展的是落后的监管体系，以及过去遗留的一些限制因素[12]。一般认为，公共政策是一套用来引导决策以实现特定结果的行动计划。对于智能电网来说，要真正成为现实，新政策必不可少。这听起来似乎有些言过其实，因为美国于 2007 年签署通过了《能源独立和安全法案》（EISA），而且许多其他国家也正在

制定法律，鼓励智能电网及其组件（如智能电表）的发展。尽管如此，风险依然存在，除非制定更有力的政策，否则电网现代化投资很可能无法充分利用很多更新、更好的新兴技术，而且智能电网将只能以示范和试点项目的形式存在，无法大规模推广。这种结果是非常不幸的，因为真正的智能电网能够带来许多效益：为电力企业节省成本，为用户减少电费，提高电网可靠性，并减少对环境的不利影响。2005 年美国通过的《能源政策法案》在处理电网现代化发展的阻碍因素上迈出了良好的第一步，但还需要更多努力。立法和监管机构在支持电网现代化方面没有起到领导作用，对智能电网的认识也不够清晰和一致。对一些单项技术（如可再生能源）和具体能源问题（如环境影响）重视有余，但对现代化电网总体构想却关注不足。现代化电网要能够整合合适的技术，解决与电网相关的各种问题，并给参与者和社会带来效益。

模糊的政策增加了市场的不确定性，如市场总体结构和规则应该如何发展、应该投资什么样的技术、电网对功能水平有什么要求等。市场不确定性随市场结构的不同而存在差异。竞争性市场的重心在于市场参与者，由利益和发展驱动，以最有效率的方式分配资金和选择所需的技术。而集中市场则受到政府和监管机构（在政府授权范围之内）更直接的管理。

在竞争性市场上，政府和监管者不会直接选定优胜者，更希望让市场来决定最佳结构和技术。但是，如果未来市场结构、作用和规则不明确，竞争性市场将会变得封闭。企业会根据现状制定投资决策并采用成熟技术，以规避选择错误技术而失去市场的风险。不过一旦新市场结构明确下来，技术性能得到了证明，那么技术的迅速应用和相关创新将指日可待。

在集中市场中，政府和监管机构会向网络公司和其他市场参与者下达直接指示，以推动对某个领域的投资。尽管这种方法能够在短期见效，但集中市场存在政治/监管风险，而且不一定会促进创新市场和服务的发展，而这两者是实现智能电网全部潜在价值所不可或缺的。这说明应该综合双方之所长而避其短：①发布足够多的指示，使企业明确未来市场的形式和规则；②提供充分的激励，推动企业对创新技术和服务投资。

虽然监管有助于智能电网技术的实施，但监管结构和其他因素也会给收益带来不确定性。如果要让一家企业对智能电网技术进行投资，那么必须要有符合其预期收益目标的盈利模式，而且要确保其能获得回报——至少在投资回收期内。

在许多市场中，企业收入和用电量之间的关系导致当前盈利目标和智能电网目标之间存在冲突，这可能是最显著也是最常被提及的一个问题。如果智能电网技术获得成功，将会提高能源效率，导致用电量减少。如果这些市场不采取措施，那么对于其中的电网公司来说，更多的投资将意味着收入下降。

电网公司在成功实施（经批准后）资本支出方案（如为避免网络堵塞对线路增容）后，会得到回报——许多公司的收入与其资产基数的价值直接相关。而智能电网投资将会减少对加强电网功能类资本支出的需求。例如，智能电网带来的需求侧响应技术能够削减高峰需求，提高电网运行效率并减少备用容量。但对受监管企业来说，

这将导致扩容需求减少，从而损害了企业的增长和收入模式。

要解决此类问题（如保证企业收益），需要重建监管模式。企业和政策制定者必须深入认识智能电网技术对实现能源和环境政策所起的重要作用，才能制定出合适的监管体制。在一个好的监管体制中，企业投资收益应该与企业利益一致。

许多项目正在着手解决这些问题，一些项目在研究法律和市场框架，试图为智能电网的发展提供一个良好的市场环境；其他一些大规模项目正在发展商业论证和测试融资方案。本小节无意对智能电网项目进行全面总结，仅展示了一些典型实例，以供讨论。

明确智能电网发展的路线图和战略，同时制定配套法律为基础设施建设企业指派目标并提供激励政策，这两项措施能够大幅降低市场不确定性。欧洲气候和能源计划的发展智能电网的理由很有吸引力：接入可再生能源并提高能源效率，帮助其实现气候和能源目标。但是，必须有一个稳定、透明的碳排放市场将这些目标货币化，供电安全和可靠性等其他收益才有可能切实推动智能电网的发展。

在美国，《美国复苏与再投资法案》（ARRA）拨款 45 亿美元用于补贴智能电网现代化建设，此外还提供了 72.5 亿美元贷款用于输电基础设施项目，与 2007 年的《美国能源独立和安全法案》[25] 及 2009 年的《美国清洁能源和安全法案》（ACES）一脉相承。美国政府这些明确的支持措施极大地推动了智能电网和需求侧响应项目的发展。

2009 年刚通过的 ACES 法案规定，提供负荷服务（配电和电力零售）的美国电力企业或州属电力企业必须制定并公布高峰需求削减目标。在美国，需求侧响应节余容量已经可以在电力批发市场上进行交易，如宾夕法尼亚-新泽西-马里兰（PJM）地区输电组织（RTO）。

在大多数情况下，要想让行业快速发展，政府必须出台一些明确的规定并提供配套激励措施。例如，意大利 ENEL 公司的智能电表计划商业论证，原本打算通过大幅削减成本和提高效率来回收投资。后来，监管方意识到该计划将会让整个电力系统获益，因此决定给予资费补贴。这项决定迅速催生了一项用智能电表替换 3000 万个机电式电表的方案，以及支持系统软硬件架构准备的工作。

如果一个国家的市场理念不接受面面俱到的直接政府指示，那么就需要依靠其他措施了。在英国，天然气和电力市场办公室（Office of Gas and Electricity Market，Ofgem）定下目标要为低碳能源市场的发展建立一个长期监管环境。Ofgem 还额外增加了 5 亿英镑短期投资，用以促进电网发展，其中包括一些旨在推动智能电网基础设施投资和创新的智能电网项目[27]。

世界、地区和国家的经济复苏和增长，将成为智能电力基础设施投资及通信和 IT 整合需求增长的重要基础。国家和州政府对未来能源和智能电网基础设施发展制定明确的政策指令和激励措施，也将会成为重要推动力。

当前计费模式限制了电网现代化的发展。能够反映批发市场实际情况的实时价格还未广泛实施，导致需求侧资源的参与水平无法满足智能电网的要求。净用电量计费方案按照零售价格对用户发电进行结算，也同样没有广泛部署，从而减少了用户安装

分布式能源的积极性。此外，鼓励对电能质量方案（如按照电能等级定价）进行投资的政策和法规也尚未到位。

一些监管政策对支持和投资智能电网技术的企业不利。例如，从财务角度来看，企业更愿意通过投资新发电设施去解决系统高峰问题（这种方式可以增加其收入），而不愿意去发展用户侧需求侧响应技术（这将减少其收入）。因此需要采取新方法，激励市场参与者和电力企业去投资能够造福社会并推动电网现代化发展的技术，即使这些投资会对其收入来源产生负面影响。要想解决这个矛盾，也许需要提出能够让利润与收入无关的新监管模式。

智能电网投资能够带来巨大的社会效益，但目前缺乏相关激励措施。即使电力企业对社会做出了很大贡献（如提高了可靠性和国家安全、降低了石油进口依赖、减少环境影响等），也得不到监管政策的赞许。要确保服务企业在制定决策时充分考虑了用户利益，监管方的作用非常重要。可以说监管方在智能电网项目的整个生命周期中扮演着看门人的角色。这对 AMI 尤为重要：①意味着大规模更换尚未过时的设备资产；②是一种将从根本上重塑电力企业-用户关系的技术；③如果用户行为没有转变，潜在收益将无法实现。关于最后一点，最明显的例子是创新计费方案（如临界峰值定价），此类方案能够利用 AMI 技术来推动用户用电模式发生有益的转变。要最大化智能电表的价值，需要配以智能计费方案，而设计智能计费方案需要电力企业、监管方和用户权益组织对动态电价进行详尽的讨论和磋商。这些群体之间必须充分合作才能最终达成满足用户需求和利益的方案及定价方式。美国联邦和州政府应该向这些项目提供经济激励，这将有助于项目度过仅凭自身难以逾越的财务难关，推动项目向前发展。

如果没有相关激励措施，电力企业和能源供应商是不太愿意投资这些部署成本高昂的智能电网技术的，因为它们要独自承担全部投资成本，而产生的许多收益却由他方或整个社会共享。此外，监管措施的不确定性也会妨碍技术部署，因为电力企业和能源供应商对先进技术投资要冒很大风险，而投资回收却毫无保障。

除了监管制度，税法也应该进行修改，从而使智能电网投资可以享受到税收优惠。在其他一些优先发展领域（如能源效率和可再生能源），税收优惠政策已经实行多年了。对能够提高电网运行效率和/或减少电力成本的投资实施税收抵免和优惠，应该能起到很大作用。

监管政策必须支持电力市场一体化进程。美国联邦和各州政府的监管政策应该支持而不是干涉大型综合电力批发市场的发展，这些市场可以满足用户和系统运营商的需求。在市场功能全面实现的过程中，总会有一些机构或群体会感到不满，但用户和社会整体将会受益。智能电网能够推动各种市场的自行发展，而监管政策应该大力支持智能电网市场的这种能力。

美国各州和联邦政府的监管政策若不一致，将会妨碍全美各地的有效合作。在电力互联方面，美国各州政府的监管政策如果存在差异，也会给互联范围更大电网的运行及电网的进一步综合化和动态化发展造成困难。目前还没有发现适合电力行业发展的最佳模式，因此存在各自为政的现象，采用的各种解决方案缺乏一致性，妨碍了电

网现代化进程。当地、州和联邦机构必须在这个议题上互相合作。

支持电网现代化发展的各项监管政策协调性还很差。绝大部分监管政策在设计时并没有考虑到电网现代化问题。因此，需要对各项具体政策进行审查和修订。下面给出了一些案例：

1）目前各州立法机构和监管委员会侧重于保护用户免受用户选择风险。监管政策还不支持用户从受保护的被动角色转向掌握了充分信息的积极角色，而在其他一些行业（如电信和交通运输）这种转型早已开始。

2）电力企业研发支出显著减少是管制放松带来的一个意外后果，要推动电网现代化发展，这个问题必须尽快解决。

3）一些正在使用的电网设备在技术上已经过时了，而且与新的智能电网技术无法兼容。必须制定监管政策，对这些资产设备进行更换或升级，从而使智能电网技术能与其整合。此外，要对淘汰设备的剩余账面价值进行回收。

4）由于决策管理混乱，许多政策对用户比对企业更为不利。

5）可再生能源配额（Renewable Portfolio Standards，RPS）、碳税、碳排放上限和交易、碳捕捉与封存等措施造成的后果将会影响到电网的发展和性能。在制定气候变化法律和监管政策时，也应该考虑到电网现代化建设的问题，这样可以同时有效实现两个目标。

监管体系应该能发现和实现智能电网技术带来的全部效益，并为合理的成本回收提供保障（这一点尤其重要，因为各州监管审批过程不同，可能会导致跨州企业在经营中出现问题）。监管思想的重心应该是用户，在与监管方进行讨论时应该关注以下几方面：

1）推动监管方将讨论从“必须遵守”转向“有什么价值”。

2）包括可靠性指令和绿色计划。

3）强调智能电网组件的长期价值和综合价值，而不能仅通过一些单项短期项目来实现多目标的协同；公共事业委员会对技术的发展和淘汰也很重要，2008 年 10 月美国国会建立条例，允许电力企业将智能电网投资的折旧期定为 10 年，而此前至少是 20 年。该判例为后继支持性政策的制定开了个好头。

4）对新增发电不足及能源效率、需求管理和负荷转移计划的重要性等信息加以强调，以表明实施智能电网计划的迫切性。

4.12.1　政策措施实例

4.12.1.1　欧盟的气候和能源方案 20-20-20

欧盟气候和能源方案 20-20-20，由欧洲议会于 2008 年通过，规定了欧盟各国及各行业和电力企业减少碳排放的具体目标。该方案以 550 比 100 高票通过，主要包括了三个政策领域：减少温室气体排放、可再生能源和能源效率。为实现目标，欧洲采取的一项重要举措——战略性能源技术（Strategic Energy Technology，SET）计划。其中包括对七种优先能源技术的部署，智能电网就是其中之一。

4.12.1.2　美国的 EISA 和 ACES

美国于 2007 年颁布了《能源独立和安全法案》（EISA 2007），旨在减少对进口能

源的依赖。该法案要求为可再生燃料、汽车效率及电器效率制定标准，并为美国联邦政府关于实施电网现代化的总体方针制定了纲要。

2009 年的《美国清洁能源和安全法案》（ACES 2009）制定了更多具体政策，以促进清洁和高效能源的发展及带有需求侧响应应用的智能电网的部署。法案还要求电力供应商将电动汽车与现有电网基础设施进行整合。

4.12.1.3 英国的监管审查政策

英国监管机构 Ofgem 正在对监管政策进行全面审查（RPI-X@20），以确保企业对政府目标——能源低碳化的贡献会得到回报。

4.13 行业知识和技能

新想法的注入已经越来越少，电力企业的技术经验基础也在老化。由于有经验员工的退休和新毕业大学生的不足，电力工程人才库也日益萎缩。此外，随着计算机越来越多地取代了人力来进行技术分析，理解和掌握电力系统的基本知识和工程原则变得非常困难。

众所周知，美国战后婴儿潮一代已经开始退休，将逐步退出劳动力市场。电力和能源行业已经开始体会到退休造成的人员短缺之苦。在未来五年内，电力行业将有约一半的工程人员可能退休，或者由于其他原因离职。这些经验丰富的工程人员为设计、建设和维护一个安全可靠的电力系统贡献了自己的青春。多年以来，他们为服务更多用户而规划和扩建系统，不断积累运行和维护经验，并为改进系统而不断创新。

这些工程人员离职造成的损失，可以通过雇佣新人及采用替代方法来弥补，如建立知识保留系统。新加入的工程人员将会给传统电力系统知识库增添新的内容，如通信和 IT 方面。电力企业要在成功部署先进技术的同时，维护好正在老化的基础设施，因此传统知识和新知识都不可或缺。

要满足对智能电网的功能需求，不能只顾及智能电网的最终完成态，还要考虑到在实施过程中遗留基础设施将与新技术共存。为了在设计和运行中综合应用各种工程部件，工程人员必须要有深入的理解，才能抛开传统观念形成的思维定式。当然在电力系统工程设计中仍然要用到很多传统方法，但为了实现转型，需要采用更具整体性的方法。例如，接入发电功率时变的风能和太阳能将会给调度带来不确定性，因此工程人员必须：①在设计阶段，考虑到容许控制误差、时机控制、接入替代能源所需的逆变器及其他基础系统配置；②在电力系统的运行阶段，采用发电控制、系统控制和多目标管理等运行策略。

智能电网的综合思维方式要求工程人员对多个领域（见图 4.2）具有全面和深入的认识。显然，当前的电力工程教育模式虽然对遗留系统的安装和维护具有很大价值，但无法满足智能电网的要求。为了满足社会对高素质电力和能源工程人员的需求，必须实现下列目标[13]：

1）从实际需要出发，制定并逐步完善电力工程人员的教育目标，以解决企业、国

家、地区和世界所面临的各项挑战，也因此带来生活质量的提高。年轻人都希望自己的工作能够改变世界，生活得更有意义。

2）激发各方对电力和能源工程职业的兴趣，使学生为高中毕业后接受电力和能源工程教育做好准备。其实，学生在上高中之前就应该开始接触工程知识。不仅是学生，教师、辅导员和学生家长都应成为信息宣传的针对目标。

3）提高教育过程的相关性、实践性和有效性，培养高素质的专业电力和能源工程人员。在电力工程与美国和世界面临的主要挑战的解决方案之间建立并维持直接的联系。

4）增加对大学研究的资助水平，从而为迎接挑战寻找创新方案，并提高对学生的教育水平。

政府部门可以通过制定相关政策来推动专业知识和技能的发展，如美国绿色就业法案和劳动力投资法案明确了对下一代技术发展投资的政策。国际社会也在推进此项工作，如联合国气候变化框架公约（UNFCCC）的气候变化信息网络（CCiNet），包括了教育、培训和公众参与方案。目前，专门致力于智能电网技能发展的大型计划还很罕见，但有一个显著的例外：美国为建立一个全国性的清洁能源智能电网，实施了电力部门劳动力发展计划。该计划投资 1 亿美元——是 ARRA 智能电网现代化 45 亿美元投资的一部分——为当前和下一代劳动力提供新的课程和培训活动，包括跨学科（涵盖了科学、工程学、社会科学和经济学）培训计划。

4.13.1　美国劳动力供应减少

美国能源人力发展中心（CEWD）2008 年的一项调查显示，在电力和天然气企业的员工中，约有 50% 将在 10 年内达到退休年龄[14]。这项调查得到的电力和天然气企业员工年龄分布如图 4.4 所示。调查目标包括美国 55 家电力和天然气企业及所有电力合作组织。而 2010 年的一项调查研究显示，在有资格退休的人员当中，约有 45% 需要早在 2013 年就完成更替[15]。

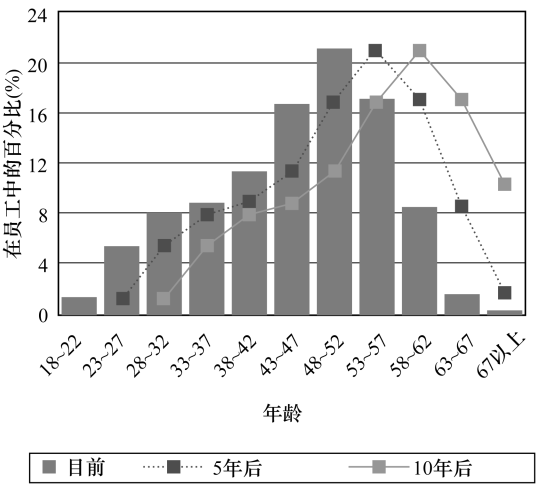


图 4.4　电力和天然气企业员工年龄分布

事实表明，人力和教育系统存在一些问题，现总结如下[13]：

1）在未来 5 年内，电力企业将有约 45% 的工程人员具有退休资格，或者可能因为其他原因而离职。若要替代他们，仅电力企业就需要超过 7000 名电力工程人员；而要满足整个经济的需要，这个数字还得增加两到三倍。

2）在未来 5 年内，美国大学将有约 40% 的资深电力工程教师具备退休资格，预计其中 27% 将会真正退休。换句话说，在电力工程的教育和研究领域，每 170 位全职工

作的教师中就有约50位资深成员将退休。这还没有算上那些早已没有从事全职工作的资深教师。此外，为了满足整个社会对工程人员的需求，需要更多的教师来培养更多电力工程专业的学生。

3）工程类学生的数量难以满足未来需求，调查表明：①大部分高中生对工程学科了解不多，而且对学习理工课程缺乏信心；②很少有父母会鼓励孩子特别是女孩子从事工程类职业。此外，职业辅导员和教师往往也对工程类职业所知甚少，人力多元化方面也存在问题。工程专业的学生中女性仅占18%，而电力工程专业的学生中女性比例仅为12%。应该提高弱势群体学生的比例。

4）电力和能源工程学科的大学学生人数在不断增加（可能是对可再生能源系统和绿色技术的兴趣带动的），但是对电气工程感兴趣的学生总数却在下降。电气工程专业学生资源库的萎缩将会减少未来电力工程人员的供应。

5）在电力工程专业教师多年青黄不接之后，新教师的雇用率才刚刚开始增长；但是随时间推移，许多曾经辉煌一时的大学电力工程课程体系已经结束或显著衰落。

6）在美国大学中，很好的电力工程课程体系已不足五个。一个好的课程体系必须满足①有四个乃至更多的全职电力工程教师；②每个教师的研究资金要能够支撑起相当数量的研究生；③设置有电力系统、电力电子和电机等学科的本科和研究生课程；④学习这些课程的学生人数要达到一定数量。普遍缺乏资助使得现有和新的课程体系的教师很难达到大学的研究要求，也使得工程类院系负责人难以为增加新教师找到合适的理由。

4.14　知识和未来教育

要实施智能电网计划，仅凭现有人员是不够的，还需要具有广博的专业知识和不同领域背景的专业工程人员。那么人们自然会问：这些掌握了智能电网所需综合知识的新一代电气和电子工程专业人员该从何而来呢？

传统电力工程专业知识包括以下几方面：

1）电力系统动态和稳定性；

2）电能质量及伴随信号分析；

3）输电和配电系统运行；

4）经济分析、能源市场和规划；

5）可靠性和风险评估。

传统电力工程教育课程体系尽管对遗留系统的安装和维护还具有很大价值，但却无法胜任智能电网主要组成部分的要求。这是因为简单的重复性工程工作无法孕育出新的设计和范式。电力系统的运行也同样需要创新。要解决这个难题，必须将新技术与电力工程的课程体系结合起来，并通过硕士研究生阶段的学习来扩展这些课程体系的深度。硕士研究生阶段的学习要与行业紧密结合，因为硕士研究生应该了解智能电网建设中存在的挑战。

电力工程教育是未来电网工程人员的摇篮，需要增加一些传统电力工程课程体系所没有包含的内容，如以下几方面：

1）风能系统设计；

2）光伏太阳能系统设计；

3）光热（聚光太阳能）系统设计；

4）在接入高渗透率可再生能源的情况下，计算电力系统所需的备用容量；

5）可再生能源系统不确定性/多变性建模；

6）在电源规划研究中加入成本效益分析；

7）储能系统的概念化、设计和实际运行，包括大容量储能系统；

8）讨论与可再生能源发展相关的社会-政治议题。

下一代“智能电网”的电力工程人员需要掌握和融合能源工程多个相关领域的知识。对这些学科的学习不能仅随便地浅尝辄止；相反，学习应该具有一定的深度，要学会分析。此外，建议学生参与研究工作，培养综合能力。下面列出了智能电网涉及的一些学科领域：

直接数字控制　直接数字控制对智能电网大部分目标的实现都非常重要。要深入理解直接数字控制，不仅要学习经典的自动控制原理（包括离散控制），还要学习通信信道对数字控制的影响、控制装置如何配合实现安全性和运营商自主性策略、潜在影响[16]、新型仪表及其对电力系统设计和运行的影响等内容。

确立系统运营商的新角色　要将需要全自动化的系统组件与“运营商自主”控制组件区分开来，应该采用计算机工程和电力工程相结合的方式向学生展示。电力系统可视化就是两者结合的一个例子，也是一个非常重要的学科领域[17]。

电力系统动态和稳定性　电力系统稳定性属于传统学科。不过，该领域出现了一些新课题，如在确保系统运行和稳定性的前提下，如何最大化电力市场收益。这门课程的教学应有一定的深度，要包括建模和实际案例分析，教学时长以一个学期为宜。可以用案例向学生布置项目型作业。

电能质量及伴随信号分析　随着电子开关在能源控制上的应用，电能质量这门课程在电力工程教育中的地位也更加重要。同样，如果仅对这个话题随随便便的讨论一下，则不足以让学生具备基本的分析能力。因此，建议这门课程的教学时长也应该设置为一个学期，配之以项目型作业，课程的讲授和学习需要数学严谨性。参考文献［18］认为电能质量课程是一次良好的教育机会。

输配电硬件以及向中间件迁移　新材料引发了输电系统设计的革命。对输电系统扩展的讨论要有一定的深度，应包括高压工程、工程物理、新型固态变压器设计和固态电路断路器等内容[19]。传统电力工程课程在软件和硬件之间似乎存在缺口，因此建议在面向硬件的研究生课程中应该包括中间件应用等内容。智能电子设备的应用也非常重要，而变电站自动化和同步相量测量系统等领域的发展尤其重要[20]。

电力系统保护中的新概念　电力市场管制放松及可再生能源的接入，导致动态行为增多，再加上电力系统负荷的不断增长，从而使设计既可靠又安全的继电保护装

置成为一项艰巨的挑战。基于微处理器的继电器及高速通信和同步相量测量系统的引入，为自适应和系统级继电装置的发展提供了机遇。继电领域如何从传统方案（可处理 $N-1$ 意外事件）转型为新方案（可处理 $N-m$ 意外事件），已成为现代电力系统课程的必修内容。课程要求学生必须学会使用现代建模和仿真工具[21]。

环境和政策 电力工程教育的研究生课程中应该包括环境和政策等内容。这些内容不能再局限于“软科学”方面，同时还应该要求学生具备数学和解决问题的能力。参考文献［22］对一些主要议题进行了讨论。

可靠性和风险评估 电网可靠性的重要程度已得到广泛认同。但是，在规划和实施变革时，不能再依赖传统的试验和测试手段。要进行可靠性评估，需要采用合适的数学方法，对这些改变进行建模和分析。幸运的是，目前在电力系统可靠性和风险评估方面已经积累了大量建模和分析知识。硕士和博士研究生应该掌握这种方法，在以后的整合和变革过程中学以致用。

经济分析、能源市场和规划 不能再分段规划，因为很可能会违反规划可靠性准则。在制定投资战略时，目光应该更加长远，不能再局限于传统的 5～20 年规划期；视野也要广阔，放眼全国，至少也应该是跨地区范围的，这样才能找到最具成本效益的方法来实现环境目标，增强抵抗大规模扰动的能力，以及促进能源市场的效率。要具备组织和管理这些规划过程的能力，工程人员需要掌握电网运行和设计、数学、优化、经济学、统计学和计算机应用等知识，一般来说只有博士研究生才能达到这个水平[23]。这些规划过程也需要本科和硕士学历的工程人员，要求其在这些学科要具备常规分析水平以上的能力。

智能电网方法将先进的 IT 技术与电力系统管理创新相结合，以大幅提升电力系统效率。现代社会的商业和社会模式都越来越依赖互联网。举例来说，通过互联网来支付账单、购买电器、预订座位及完成其他日常事务，已经非常普遍。在电力工程领域中，只需要采用开放访问实时信息系统（Opem Access Same-time Information System，OASIS）等工具，就可以将相同的互联网模式用于电力传输调度[24]。电力工程中的很多领域已经应用了这种模式，如保护继电器设置、工程人员通勤、资产和存货管理、维护活动安排及安全流程实施等。对于配电网络运行中的一些难题（如电动汽车集中充电导致的局部高峰负荷）来说，云信息存储和虚拟网络也许正是解决之道。互联网的开放性也许会带来安全隐患，可以考虑在内联网或虚拟专用网中应用类似的模式，从而增强安全性。随着这些通用模式的发展，人们不禁会问：为什么电力工程及其他领域的许多流程还没有实施自动化？

自动化是智能电网的核心内容。这意味着，各种运行决策可能不会再受运营商行为的影响。取而代之的方式是，系统在综合考虑多项目标后，通过数字“运算”，制定出运行决策并直接自动执行。虽然直接数字控制水平在不断提高，但安全性、冗余度和可靠性等方面还明显存在问题，不过普遍认为智能电网的这些目标仍然能够实现。为了这个目的，必须把握互联网带来的机遇，针对智能电网的实际需求，转变电力工程教育的思维模式：培养认知和网络能力，同时也要注重具体的专业领域。按照这种

思维模式，已经开发了许多教育工具，这些工具不仅具有良好的交互性，而且还有着很强的建模和仿真背景。有趣的是，同一互联网思维还可以用来学习专业工程知识，以及在本科和研究生课程体系中向学生展示电力工程中的复杂议题、公共政策和 IT 技术。

智能电网研究需要融合各种工程和非工程学科领域的知识。智能电网的发展几乎涉及了所有的工程类学科，如电气和计算机工程（并网发电、输配电系统优化）、石油工程（替代发电燃料）、核工程（可持续发电）、化学工程（替代和可再生发电）、航空航天工程（风力发电基础设施）、机械工程（发电机和节能建筑设计）、土木工程（环境影响）等。此外，为了应对与智能电网相关的经济、社会、环境和政策等问题，也需要很多非工程学科知识，如经济学、社会学、建筑学、化学、农业、公共政策等。很多专业分属于不同院系，如果要整合这些课程资源，需要整个大学齐心协力才能完成，所以这个问题必须引起重视。

4.14.1　未来学习的形式和目标

大学教育

结合全日制课程和远程教育课程两种教育模式，课程提供方也包括大学、社区学院、政府和行业供应商等多个层面。此外，教育模式中还将包括认证课程和专业进修课程。大学可以雇佣非终身教职教师（如兼职教授），这样可以较快地增加教学时间，还可以增加招生人数，从而解决受过良好训练的电力工程人员日益短缺的问题。尽管如此，行业和政府还是必须尽快采取行动，加大对高校教师研究项目的资助力度，从而提高和维护大学电力工程课程体系的质量。必须要有高质量的大学电力课程体系，才能满足对创新、工程人员和教育工作者的需求。下面是对大学教育的一些建议：

1）要让电力和能源工程专业的毕业生人数翻一番。

2）持续改进课程质量和教学方法，以保证毕业生的质量和数量。

3）增加对全国性项目领域的研究。

4）联合州和地区协会，共同应对人力问题。

5）举办各种研讨会，并鼓励行业举办宣讲会，以激发大学生对电力和能源工程职业的兴趣。

6）促进与行业的交流和合作，特别是要增强行业高层和大学院系领导之间的联系。

7）与行业共同探讨教育需求、教育所需的创新方法。

8）为在职工程人员提供充分的教育培训机会，而且教育培训内容不能仅局限于电力工程，还应该涵盖其他相关领域。

9）通过招聘会，向学生宣传电力和能源工程领域内的机遇。

职业和技术教育

1）探索在教学材料、课程计划和计算机化学习等方面的需求和想法，并加强沟通和交流。

2）鼓励学生考虑从事电力工程类职业。

3）增加数学、物理和化学等学科专业教师的数量，提高学生的科学素养和专业意识。

4）与行业合作，为课程计划增加项目和案例研究、实习机会、干中学等内容，增强学生对电力工程专业的兴趣。

继续教育

1）向学生宣传电力工程职业存在的机遇。

2）设置相关课程，让学生为大学期间的电力工程教育做好准备。

3）大学之间互相合作，建立学分互认制度。学生在社区学院毕业之后，可以在综合性大学中继续学习。

认证课程和职业资格

1）为实习生提供可以获得工程职业证书或资格的教育机会。

2）采取各种措施招募并培训退伍军人、弱势群体成员。

非工程内容培训

1）在职业意识、人力发展和教育及人力规划等方面与职业协会合作。

2）与职业协会合作，为电力工程人员提供教育规划和职业意识教育视频。

3）针对潜在的电力和能源工程人员及退伍军人发布宣传和演示材料；改进宣传信息，吸引弱势群体成员。

4）制定行业和地区性解决方案，大力提高电力企业人员发展活动的效率。

5）每年对电力企业进行各种调查研究，及时了解能源行业工程人员的优先需求。

职业协会的作用

1）利用经济不景气导致的退休延迟，发展更加全面地合作，开展广泛的培训和市场课程。

2）协会及其成员要意识到工程人力问题，发动成员献计献策、积极应对。

3）制定终生学习型培训计划。计划要考虑到技术变化和新领域的出现需要对知识和技能进行更新。

4）探索工程人员再培训的方法，培训内容不能局限于电力和能源工程。

5）在有发展潜力的优秀学生和行业之间牵线搭桥，为其提供机遇。

4.14.2 知识构建计划实例：英国电力学会

在2002～2007年，英国电力工程类课程的认可度下降到了约28%。为了解决电力工程人员人数日益减少的问题，英国7所顶尖大学和17家企业（包括电力企业、制造厂商、服务供应商及输配电系统运营商）共同成立了电力学会。电力学会的目标是，通过吸引新人才进入行业（主要针对本科生，使其在毕业后进入行业工作），来应对电力行业工程专业人员短缺的问题。

由电力学会提供资助的学生，可以获得奖学金、购书补贴、学费补贴、参加夏季研讨会的机会、8个星期的培训（配有一位企业指导老师），以及英国工程技术学会的免费会员资格。仅2008年，该计划就收到了240多份申请；过去4年内，有3家杰出企业为120多名学生提供了奖学金。

自电力学会成立以来，获得奖学金的学生人数不断增加，而且在每年的学生问卷调查中，对学院持肯定态度的占了绝大多数，因此可以说电力学院还是很成功的。但是，其对院系毕业生在职业选择上的影响还尚未可知，这仍然是一个颇具挑战的领域，不仅对电力学院的参与机构来说是这样，对英国政府的总体规划来说也是这样。电力学会的另一项收益是，学院成立后，大学和企业共同努力为应对电力工程人员短缺问题提供了最佳实践机会，而且还影响了政府的未来行动方案。

参考文献

1. National Institute of Standards and Technology (NIST), U.S. Department of Commerce, Roadmap for smart grid interoperability standards 26, 2010, http://www.nist.gov/public_affairs/releases/smartgrid_interoperability_final.pdf
2. Sharing smart grid experiences through performance feedback, US DOE Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, National Energy Technology Laboratory, Morgantown, WV, March 2011, DOE/NETL-DE-FE0004001
3. Environmental Defense Fund, Opening comments to the California Public Utilities Commission in R.08-12-009, March 9, 2010, p. 12, http://docs.cpuc.ca.gov/EFILE/CM/114701.htm
4. Environmental Defense Fund, Comments to the New York Public Service Commission in Case 10-E-0285, Proceedings on Motion of the Commission to consider Regulatory Policies Regarding Smart Grid Systems and the Modernization of the Electric Grid, September 10, 2010.
5. Electric Power Research Institute, *Electricity Sector Framework for the Future Volume I: Achieving the 21st Century Transformation*, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, 2003.
6. Galvin Electricity Initiative, The case for transformation, 2011, http://www.galvinpower.org
7. The Electricity Advisory Committee, Smart grid: Enabler of the new energy economy, December 2008, http://www.oe.energy.gov/final-smart-grid-report.pdf
8. National Renewable Energy Laboratory, Projected benefits of federal energy efficiency and renewable energy programs—FY 2008 Budget Request, 2007.
9. Galvin Electricity Initiative, Perfect power seal of approval, (2001) http://www.galvinpower.org; Electric Power Research Institute, A methodological approach to estimating the benefits and costs of smart grid demonstration projects, January 2010, http://my.epri.com/portal/server.pt?Abstract_id=000000000001020342
10. Evaluation Framework for Smart Grid Deployment Plans, Karen Herter, Ph.D., Herter Energy Research Solutions, Inc. in collaboration with Timothy O'Connor, Environmental Defense Fund and Lauren Navarro, Environmental Defense Fund.
11. Barriers to Achieving the Modern Grid, US DOE Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, National Energy Technology Laboratory, Morgantown, WV, July 2007.
12. Yeager, K.E., Facilitating the transition to a smart electric grid, Galvin Electricity Initiative, 2007, http://www.galvinpower.org/files/Congressional_Testimony_5_3_07.pdf
13. Bose, A., A. Fluek, M. Lauby, D. Niebur, A. Randazzo, D. Ray, W. Reder, G. Reed, P. Sauer, and F. Wayno, *Preparing the U.S. Foundation for Future Electric Energy System: A Strong Power and Energy Engineering Workforce*, IEEE Power and Energy Society, New York, April 2009.
14. Center for Energy Workforce Development, Gaps in the energy workforce pipeline—2008 survey conducted by Chris Messer, Programming Plus++, October, 2008.
15. Reed, G.F. and W.E. Stanchina, The power and energy initiative at the University of Pittsburgh: Addressing the aging workforce issue through innovative education, collaborative research, and industry partnerships, *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, New Orleans, LA, April 2010.
16. Browne, T.J., V. Vittal, G.T. Heydt, and A.R. Messina, A comparative assessment of two techniques for modal identification from power system measurements, *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 2008, 1408–1415.
17. Overbye, T., Visualization enhancements for power system situational assessment, *Proceedings of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2008, pp. 1–4. http://ieeexplore.ieee.org/xpl/

login.jsp?tp=&arnumber=4596284&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxpls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D4596284
18. Browne, T.J. and G.T. Heydt, Power quality as an educational opportunity, *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 2008, 814–815.
19. Yang, L., T. Zhao, J. Wang, and A.Q. Huang, Design and analysis of a 270kW five-level DC/DC converter for solid state transformer using 10kV SiC power devices, *Proceedings IEEE Power Electronics Specialist Conference*, June 2007, pp. 245–251. http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4341996&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxpls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D4341996
20. Kezunovic, M., G.T. Heydt, C. DeMarco, and T. Mount, Is teamwork the smart solution? *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(2), 2009, 69–78.
21. Kezunovic, M., User-friendly, open-system software for teaching protective relaying application and design concepts, *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(3), 2003, 986–992.
22. Overbye, T., J. Cardell, I. Dobson, M. Kezunovic, P.K. Sen, and D. Tylavsky, The electric power industry and climate change, Power Systems Engineering Research Center, Report 07-16, Tempe, AZ, June 2007.
23. Power Systems Engineering Research Center, U.S. Energy Infrastructure Investment: Long-term strategic planning to inform policy development, Publication 09-02, March 2009, http://www.pserc.org/ecow/get/publicatio/2009public
24. DeMarco, C.L., Grand challenges: Opportunities and perils in ubiquitous data availability for the open access power systems environment, *Proceedings of IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 3, July 2002, pp. 1693–1694. http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=985258&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel 5%2F7733%2F21229%2F00985258.pdf%3Farnumber%3D985258
25. U.S. Energy Independence and Security Act of 2007 (EISA). 2007. http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-110hr6enr/pdf/BILLS-110hr6enr.pdf
26. American Clean Energy and Security Act of 2009 (ACES). 2009. http://www.govtrack.us/congress/bills/111/hr2454
27. Office of the Gas and Electricity Markets (Ofgem). 2009. http://www.ofgem.gov.uk/Pages/OfgemHome.aspx

第 5 章　全球智能电网计划

Matt Wakefield，Bartosz Wojszczyk

5.1　智能电网投资

为什么电力企业不断为试点工程和示范项目投资？为什么“试点”和“示范”成了一次性项目的代名词，几乎没有产生任何有意义的成果？电力企业各不相同，其监管环境、客户基础、电网特征（地下、地上）、地理条件、可再生资源的可用性及现有企业系统和现场设备的代际都存在差异。因此，一家企业的试点工程或示范项目很难满足另一家企业的需要。此外，新兴技术带来的效益和协同效应很难在企业之间传递，特别是对于高级应用领域来说更是如此。然而，如果让企业放弃试点工程或示范项目，根据环境非常不同的其他企业得到的结果和经验，直接花数百万美元全面部署智能电网，风险就太大了。尽管如此，从其他企业的试点工程和示范项目中吸取经验和教训，可以避免犯下常见错误，还能发现自身技术差距，以集中全力去研究最急需的技术，从而给企业带来良好的效益。

有句老话说得好——“整体大于部分之和”，充分说明了合作的力量。智能电网示范和试点项目不仅需要电力企业、研究机构、监管机构、供应商和标准制定组织进行合作，支持信息自由交换，更重要的是项目目标应该为实现智能电网的一体化架构和路线图服务，以迎接未来技术的发展。各电力企业之间通力协作，采用通用方法，并广泛共享经验教训，将会推动经行业证明切实有效、能够获益的智能电网应用技术的进步。

根据美国派克研究公司⊖的预测[12]，到 2015 年底，全球智能电网投资总额将达到 2000 亿美元。在许多行业报告中提到了大量的智能电网计划，这些计划是由地区、国家或某个企业的具体目标和要求所推动的。这些技术大致可以被归为以下几个领域：

1）低碳领域：例如，大规模可再生能源发电、分布式能源（DER）、电动汽车（EV）、碳捕捉和封存（CCS）等。

2）电网性能：例如，先进的配电和变电自动化（自愈能力）、广域自适应保护装置（安全自动装置）、广域监控系统（基于 PMU 的态势感知）、资产性能优化和调节（CBM）、动态增容、高级电力电子技术（如 FACTS、智能逆变器等）、高温超导（High-Temperature Superconducting，HTS）技术等。

⊖ Pike Research，美国专注于清洁能源市场调查的研究公司，已于 2013 年 3 月 20 日改名为 Navigant Research。——译者注

3）电网增强应用：例如，配电管理系统（DMS），能量管理系统（EMS），故障管理系统（OMS），需求响应（DR），提高无功电压和有功功率控制（IVVC，CVVC）的高级应用，支持操作、非操作和BI决策的高级分析系统，分布式能源管理，微网和虚拟电厂（VPP），人员管理，地理空间资产管理（GIS），KPI仪表盘和高级数据可视化系统等。

4）用户侧：例如，高级计量体系（AMI）、家庭/楼宇自动化（HAN）、EMS和显示终端、EV充电站、智能电器等。

5）网络安全和数据隐私。

6）通信和综合基础设施。

智能电网一直在向前发展，而且其发展速度正明显加快。许多智能电网技术是基于现有成熟解决方案发展起来的，但若想将其应用于全网范围，还需付出更多努力。更重要的是，智能电网必须成为一个包含各种应用的综合体系，这是智能电网构想的核心概念，同时智能电网还要有监管和市场框架都支持的商业模式。目前，许多国家都在投资智能电网试点工程和示范项目，而且各国中央政府纷纷出台激励措施，大大加速了这些项目的发展速度。图5.1和表5.1给出了2010年中央政府对智能电网投资最多的十个国家[1]。

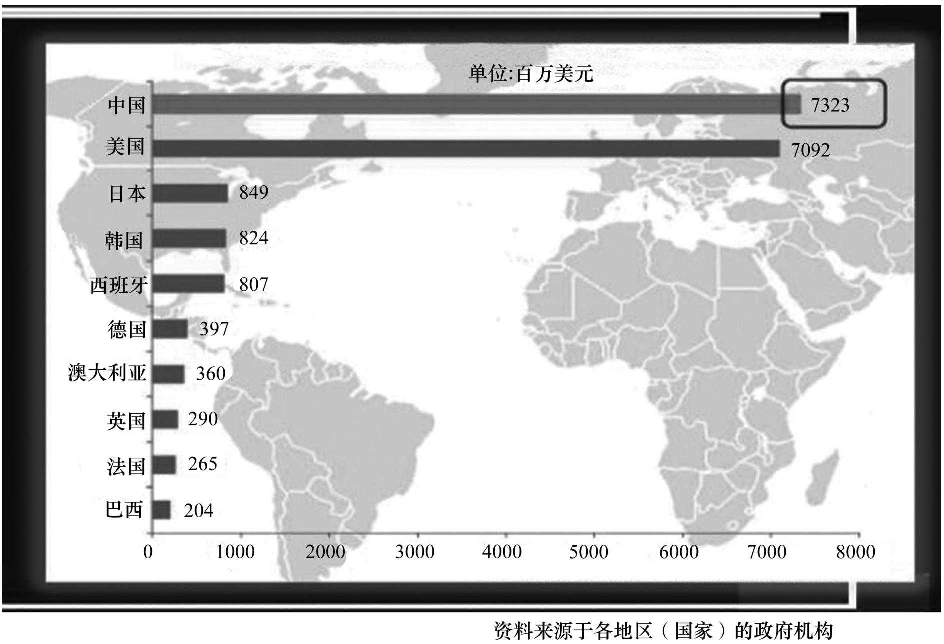


图5.1　2010年在智能电网上中央政府投入最多的十个国家
（来自Zpryme Research and Consulting，2010）

表 5.1　2010 年中央政府对智能电网投资最多的十个国家

国　家	主要激励投入
中国	中国政府制定了一套大规模的长期激励计划，主要针对供水系统、农村基础设施和电网，包括对智能电网的大量投资 智能技术被看作是一种能够降低能源消耗、增加电网效率、管理可再生能源发电的手段。中国国家电网公司计划在 2010 年建成一个智能电网示范项目，2030 年实现智能电网部署 中国已经在可再生能源部署方面签署了多项合作协议
美国	《美国复苏与再投资法案》（ARRA）为智能电网投入了大量资金 投资 45 亿美元用于电网现代化建设 投资 33 亿美元用于已成熟技术与现有电网基础设施的整合 提供 72.5 亿美元贷款用于输电基础设施建设 投资 1 亿美元用于智能技术示范项目 投资 5.15 亿美元用于能源存储技术研发和示范项目
日本	日本电气事业联合会计划于 2020 年建成一个接入太阳能发电设施的智能电网，该计划获得了日本政府 1.04 亿美元的资助 日本政府已经制定了一个全国性的智能电表计划，各大电力公司也纷纷宣布要实施智能电网项目
韩国	韩国政府与业内几家大公司在韩国济州岛开展了一个 6500 万美元的示范项目。该项目计划建成一个全面的综合智能电网系统，包括 6000 个家庭、风电场和四条配电线路 韩国计划到 2030 年减少 10% 的用电量，减少 CO_2 排放 4100 万吨 韩国还计划到 2030 年完成全国智能电网的部署
西班牙	西班牙的伊维尔德罗拉公司正在与 PRIME 智能测量项目合作，旨在建立一套公开、开放和标准的自动测量基础设施 恩德萨电力公司计划在意大利 ENEL 电力公司过去工作的基础上，为低压电网 1300 万用户部署自动测量管理系统。该计划从 2010 年开始到 2015 年完成
德国	德国政府的 E-Energy 资助计划中有几个项目专门研究一些特定的智能电网技术
澳大利亚	澳大利亚政府 2009 年宣布为“智能电网，智能城市”计划投资 1 亿澳元，旨在建成一个具有商业规模的智能电网示范项目 可再生能源部署方面的发展推动了对智能电网的进一步研究
英国	英国能源管理机构 Ofgem 提出了一项被称为“注册电力区域”的激励计划，鼓励配电运营商开发和实施能够将分布式发电设备接入电网的创新性解决方案
法国	法国配电运营商 ERDF 正在为一个试点项目安装 30 万个智能电表，该项目基于一项被称为“Linky”的高级通信协议。如果该项目实施成功，ERDF 于 2012 ~ 2016 年将把所有 3500 万个电表替换为 Linky 智能电表
巴西	巴西电力企业协会 APTEL 一直在与巴西政府合作，进行窄带电力线载波试验。该实验侧重于社会影响和教育意义 巴西里约热内卢配电运营商 Ampla 是西班牙恩德萨电力公司的子公司，一直在部署智能电表、提高电网安全，以减少非法接入造成的损失 巴西圣保罗的配电运营商 AES Eletropaulo 公司利用现有光纤骨干网，开展了一项智能电网商业计划 巴西 CEMIG 电力公司基于 IntelliGRid 联盟开发的系统构架，实施了一个智能电网项目。该联盟是美国电力科学研究院（EPRI）的一个研究计划

注：资料来自能源与气候问题主要经济体论坛（Major Economies Forum，MEF）、技术行动计划（Technology Action Plan，TAP）——智能电网。
2009 年 12 月，由意大利和韩国与 MEF 合作伙伴协商确定。http：//www.majoreconomiesforum.org/，2011 年 3 月。

下面各节对全球智能电网计划进行了概括性介绍。智能电网投资已经带动了不计其数的项目，这些项目完全或部分地专注于智能电网技术的发展。这里无意罗列出全世界所有与智能电网有关的项目，主要是旨在对世界主要地区的智能电网活动、发展趋势和驱动力进行总结。

5.2　澳大利亚

5.2.1　领导机构

澳大利亚维多利亚州的电力企业包括 Jemena、UED、Powercor、SPAusNet、CitiPower 等公司。参与澳大利亚智能电网/智能城市（Smart Grid/Smart City，SGSC）项目的机构有 AGL 能源公司、IBM 澳大利亚分公司、GE 能源澳大利亚分公司、悉尼水务公司、Hunter Water 澳大利亚分公司和纽卡斯尔市议会等。

5.2.2　项目实例

维多利亚州智能电表工程，智能电网/智能城市项目。其目标是到 2013 年为纽卡斯尔、纽因顿、悉尼 CBD、顾林凯和斯昆的乡镇地区约 10 000 户家庭提供一个智能电网环境。

5.2.3　国家驱动力和利益

提高配电系统网络的可靠性，寻求延缓电网增容的方法。

5.2.4　规模

澳大利亚中央政府已经定下硬性目标：2013 年实现智能电表的全面部署。澳大利亚维多利亚州政府规定，2009～2013 年，所有年用电量少于 160MWh 的用户必须安装智能电表和 AMI。澳大利亚新南威尔士州将于 2017 年完成智能电表部署。

5.3　加拿大

5.3.1　领导机构

加拿大安大略省智能电网的发展在北美广为人知。独立电力系统运营商（IESO）、安大略电力局（OPA）、安大略能源委员会（OEB）与输配电运营商共同合作，促进可再生能源更快、更高效地投入服务。加拿大安大略省有 80 多家电力配电企业和一家大型国有企业 Hydro One。Hydro One 选择加拿大 Trilliant 公司为其部署 AMI[8]。尽管加拿大安大略省将会比美国的加州和德州更早完成全面部署，但这两个州引领了美国智能电表计费系统的发展，IDC 能源观察咨询公司预测加拿大其他地区智能电表的部署工作将会落后于美国。IDC 认为加拿大不列颠哥伦比亚省 BC Hydro 公司领导的全面部署工作（预计将于 2011 年中开始）将引发加拿大智能电表部署的下一波浪潮，魁北克和萨斯喀彻温省随后也将开始部署工作。除了 BC Hydro 公司，发展 AMI 的大型电力企业很少[9]。

5.3.2　项目分类/技术

需求响应：目前此类技术已经在加拿大多个地区完成部署。

DG：加拿大安大略省能源委员会规定，发电企业有责任减少并网电力供应可能给配电网络造成的任何负面影响，如电压不稳定和电能质量问题。但解决此类问题的最优方案目前仍在审查中。

加拿大卡尔加里市的配电运营商 ENMAX 公司实施了一个大型配电自动化项目，以提高配电系统的可靠性。已经安装了超过 175 个美国 S&C 电气公司制造的新型自动开关。目前自动抄表（Automated Meter Reading，AMR）装置已经部署到位，开始采集电表数据了。最近，加拿大 ENMAX 公司宣布与美国思科系统公司在数据管理方面结成重要合作伙伴关系，共同发展能源管理系统。

加拿大新不伦瑞克电力公司、新斯科舍电力公司、海洋电力公司和圣约翰能源公司共同成立的海事协会获得 CEF 许可，得到了一个为期四年、投资达 3800 万加元的示范项目。大西洋电力转移项目的目标是用可调度负荷和蓄热装置来平衡风力发电。该项目将为 PEI、NB 和 NS 等地区的 2000 幢楼宇安装监控系统。

5.3.3　项目实例

加拿大 Hydro One 电网项目：电表部署工作开始于 2006 年底；到 2008 年 12 月，电表安装总数超过 70 万个。

加拿大阿尔伯塔省公用事业委员会指示，要对如何利用智能电网技术（如高级测量或智能测量基础设施）实现该省电力系统的现代化进行评审。

加拿大富通阿尔伯塔分公司为阿尔伯塔省南部地区提供电力服务，2010 年完成了一个大型 AMR 项目，部署了 40 多万个电表。加拿大 BC Hydro 公司配合新出台的《不列颠哥伦比亚省清洁能源法案》，开展了智能电表项目和智能电网项目。智能电表项目于 2011 年 1 月宣布正式启动。泰尔文特加拿大分公司（位于卡尔加里）开发的配电管理系统将引领现代化电网应用的发展，如电压和无功功率控制、网络重构等。

截止到 2010 年 7 月，加拿大联邦政府已经在新不伦瑞克省开展了一个智能电网研究项目，该项目为期四年，投资总额达 3200 万加元。该项目近半数资金来自于“清洁能源基金”，项目参与者包括加拿大新斯科舍电力公司和纽布朗斯维克大学。

5.3.4　地区驱动力和利益

IDC 观察发现，与美国相比，加拿大的政策制定者和电力企业对成为先行者更为谨慎。一些电力企业，如加拿大纽芬兰电力公司，明确表示要等智能电表行业发展成熟后再涉足，并指出通信协议标准化及生产能力提高将会降低智能电表技术的单位成本、提高其成本效益。下面列出了该地区智能电网发展的一些驱动力：

1）促进效率和需求响应（及 EM&V）、分布式和可再生能源的发展。

2）延缓建设成本高昂的新电厂和输电线路。

3）为大规模使用 PHEV 做好准备——自动化非高峰期充电和 V2G（高峰期供电）。

4）让用户对电费有更多的控制权，使其能够参与到电力市场中来。

5）端对端系统集成和系统效率。

6）提高可靠性。

7）激励资金[8]。

5.3.5 国家驱动力和利益

在制定清洁能源战略和确立智能电网的作用定位时，加拿大各省都有自己的优先顺序。一些电力企业积极提高电网可靠性，而另一些则在减少电力需求或增加可再生能源使用方面发展得更快。拥有大量风力、水力或化石燃料资源的省份，一般会根据其拥有的自然资源来制定电力行业的发展路线。

加拿大智能电网项目的规模越来越大，因此更需要在研究和部署领域提高认识、分享知识和经验并加强合作。“智能电网加拿大”是最近才成立的一个非盈利性协会，旨在促进加拿大智能电网的发展，其中一项目标是到2020年将温室气体排放量减少为现在的17%。对智能电网的期望很高（“智能电网成了灵丹妙药”）。预计在未来20年内，加拿大电力行业每年在基础设施更换上的投资将达到110亿美元，这仅是用于替换现有设备资产的费用。

参与新项目给加拿大电力行业带来了领先优势，如加拿大智能电网研究网络和智能电网标准工作组。通过加强创新文化和专业技术，加拿大在北美和世界智能电网的发展中起到了非常重要的作用。

5.3.6 规模

2010年，加拿大智能电表安装数量激增，超过了500万块，这主要归功于安大略省对全面部署的大力推动。IDC能源观察公司评估，到2010年底，在安大略省近470万个合格终端中，已有超过95%安装了智能电表。加拿大阿尔伯塔、不列颠哥伦比亚、马尼托巴、新不伦瑞克、新斯科舍和魁北克等省都上马了智能测量实施方案，但是除了阿尔伯塔省富通公司的PLC部署，安大略省之外其他地区的安装量都不大。据估计，直到2025年，加拿大安大略省必须对电力系统进行彻底改造，如将替换掉当前大约80%的发电设施[10]。

2009年5月19日，加拿大自然资源部宣布建立清洁能源基金（Clean Energy Fund，CEF）。该基金是加拿大发展智能电网的一个重要项目，其中包括一个可再生能源和清洁能源技术示范计划。CEF在六个领域（包括储能和智能电网领域）开展了19项示范工程。CEF在这些工程上的投资总额达1.46亿美元[11]。

5.4 中国

5.4.1 领导机构

中国国家电网公司（State Grid Corporation of China，SGCC）的经营区域覆盖了中国31个省市自治区中的26个，其余五个南方省份的电力企业由中国南方电网公司管理。SGCC在其管辖的每个省市自治区都设有分公司[3]。

中国台湾：中国台湾电力公司是主要参与者。

5.4.2 项目分类/技术

项目主要集中在以下几个方面：

1. 电力设施效率

a. 变电站自动化、WAMPAC、SCADA 和 EMS。

2. 能源使用效率

a. AMI、需求响应和动态电价、储能、智能电器、HEMS/BEMS、EV 管理和 V2G。

b. 电力企业 ICT 系统效率。

c. 电网安全、IP 网络管理和基础设施。

3. 智能电网衍生应用效率

a. OMS、资产管理和监控、MDMS 和分布式发电。

5.4.3　项目实例

“坚强智能电网”的概念（包括升级输电线路的环网工程）表明特高压/特高压直流电网是中国智能电网发展的基石。

5.4.4　地区驱动力和利益

下面列出了未来几年智能电网建设的关键驱动力：

1. 电力供应有限，但对电力的需求日益增长

a. 根据国际能源署（IEA）公布的资料，2005~2030 年能源需求将持续增长，增长率达 55%。

b. 电力在能源结构中的比重正不断提高。

c. 电网设备老化、输电线路扩容能力有限。

2. 推动能源结构向低碳化方向发展

a. CO_2排放的增长速度超过了能源需求。

b. 2020 年，可再生能源的比重要达到 20%，CO_2排放要减少 20%。

3. 为终端用户提供新的消费和生产方式

a. 智能电表和智能电器。

b. 家庭能源管理系统和服务。

c. 电动汽车——插电式混合动力汽车和纯电动汽车。

5.4.5　国家驱动力和利益

采用智能电网的动力如下：

1）推动能源经济多样化。

2）减少环境问题。

3）避免能源进口的大幅增加。

5.4.6　规模

到成书之时，中国已经建成了一条总长 640km 的试点 1000kV 输电线路。计划到 2012 年再铺设 17600km（“坚强智能电网”概念）的 1000kV 输电线路。

中国台湾　中国台湾电力公司宣布将实施以下计划：

1）到 2012 年，分别为工业和普通用户提供 23000 单元和 10000 单元的智能电表测试。

2）到 2015 年，为 100 万户家庭安装智能电表。

3）长期目标是要达到 600 万户（中国台湾总用户数量的 50%）。

5.5 欧洲

5.5.1 领导机构

引领项目发展方面的机构可以分为以下几类：

1）能源公司（如法国电力公司）。

2）配电系统运营商（如意大利国家电力公司配电部）。

3）输电系统运营商。

4）服务供应商（制造商、集成商、零售商、IT公司等）。

5）大学、研究中心和公共组织[2]。

5.5.2 项目分类/技术

欧洲智能电网项目中涉及智能电表的约占27%，这些项目投资总计约30亿欧元，安装设备约4000万台。在法国和芬兰，绝大多数预算也用在了智能电表项目上。

法国对示范项目“Pilot Linky”的投资约占其智能电网总投资的75%；在芬兰，富腾公司推行的智能电表项目支出超过总预算的80%。

5.5.3 项目实例

系统集成项目约占总项目数量的34%，预算所占比重为15%。这些项目采用的大部分技术都是较为成熟的，将这些技术进行整合、集成才是项目面临的新挑战。这表明，智能电网应该被视为一个整体系统，而不是一些技术和应用的简单堆积。

5.5.4 地区驱动力和利益

减少CO_2排放是发展智能电网的驱动力之一，尽管只有少数项目按照通常做法，尝试去量化部署方案的影响。另外一个重要驱动力是将大量分布式能源接入电网，如可再生能源和储能装置。这些技术的大规模部署，推动了减排的发展，同时对能源结构的多元化产生了积极影响，也因此提高了能源安全。

5.5.5 国家驱动力和利益

欧洲智能电网项目的分布并不均匀。大部分项目位于EU-15国内，而EU-12大部分国家仍然比较落后。大部分项目集中在少数几个国家：丹麦、德国、西班牙和英国的项目数量约占总项目数的一半。丹麦的研发和示范项目数量非常突出。之所以如此，部分原因在于丹麦可再生能源和分布式发电的比重非常高，因此需要更新其电力系统。

5.5.6 规模

一些国家的投资额很高。其中，意大利的预算超过20亿欧元，约占欧洲总投资的一半。不过绝大部分预算都投给了一个名为Telegestore的项目。该项目的一项内容是在意大利全国范围内部署智能电表。欧洲各国智能电网发展速度不同，可能会加剧跨国贸易和合作方面的困难，损害欧盟能源政策的成果。大多数项目侧重于研发和示范，只有7%的项目注重于部署。大部分项目为中小规模，研发项目平均预算为4400万欧元，示范项目平均预算约为1200万欧元。

5.6　印度

5.6.1　领导机构

印度班加罗尔电力公司（BESCOM）1 亿美元智能电网示范项目，是 BESCOM 推出与印度智能电网相关的第一个试点项目。印度已经成立了印度智能电网论坛和智能电网工作组来制定发展框架和国家政策：

1）印度理工学院（马德拉斯分校和坎普尔分校）与美国 IBM 公司合作，共同研发智能电网相量测量装置（Phsor Measurement Unit，PMU）。

2）MDI 的智能电网培训计划。

3）印度德里电力公司与美国 GE 公司合作，共同促进对智能电网配电效率的研究。

5.6.2　项目实例

加速电力发展重组计划和改革计划（Research Accelerated Power Development and Reform Programme，R-APDRP）：

1）阶段 1，升级输电和配电网络、推进电力服务业安全化和透明化。

2）阶段 2，提高电网运行效率和自动化控制。

3）阶段 3，按照路线图部署印度智能电网。

5.6.3　国家驱动力和利益

印度一直受到电力不足及由盗窃和设备老化导致的基础设施匮乏的困扰。

5.6.4　规模

电力法案（2003）表明：

1）未来 5 年内，实现印度家庭户户通电的目标。

2）可支撑人均 1000kWh 的用电需求。

3）印度电力用户必须安装测量系统。

4）印度 BESCOM 公司 1 亿美元的智能电网示范项目。

5.7　日本

5.7.1　领导机构

其领导机构包括日本丰田、日本风能开发、日本松下电气和日本日立等公司。智能网络项目的重要参与者有日本 NTT DOCOMO、日本 NEC、日本积水住宅和日本南梦宫万代游戏等公司。参与智能电网电动汽车项目的公司有日本三菱和日本 NEDO 公司。

5.7.2　项目实例

“智能网络工程”的目标：大力发展智能电网、网络家电和电动汽车，并通过通用通信标准将其连接在一起，以建立一个可持续发展的低碳社会。智能电网电动汽车项目。

5.7.3　国家驱动力和利益

日本致力于发展低碳社会——充分发展太阳能发电、倡导用户节能。

5.7.4 规模

日本太阳能发电的潜力很大，具有相当于50个核电站的总发电能力。

5.8 韩国

5.8.1 领导机构

韩国电力公司每年投资42亿美元推动电力系统的全面发展；还包括韩国现代、鲜京能源、浦项制铁、LG电子和鲜京电子等公司。

5.8.2 项目实例

韩国济州岛智能电网示范项目：智能交通项目（电动汽车、充电解决方案和电动汽车电池）。

1）智能家居（AMI、智能电表和HEMS）。

2）智能可再生能源（可再生能源和微网）。

3）智能电力网络（增强电网中现有的输配电系统）。

4）智能供电服务（能源市场和电力零售服务）。

5.8.3 国家驱动力和利益

目前，韩国正面临着保障能源安全和经济稳定增长等急需解决的问题。由于全球能源和环境问题发展趋势变化很快，韩国政府制定了“绿色增长”政策和智能电网路线图。

5.8.4 规模

韩国政府迅速成立了相关组织、制定了法律以支持其目标的实现：2030年完成全国智能电网部署。目前，有160多家韩国企业参与了韩国济州岛智能电网示范项目，该项目为期42个月（从2009年12月到2013年5月），投资1.03亿美元。

5.9 拉丁美洲

5.9.1 领导机构

巴西是拉丁美洲智能电网发展的先驱。巴西埃施朗公司和巴西ELO公司宣布结成战略联盟，共同为拉丁美洲能源市场提供智能电网解决方案。巴西ELO公司是巴西电力供应市场上最大的电子仪表和系统供应商，已成为美国埃施朗公司市场领先产品——网络能源服务（NES）系统（一套高级测量基础设施解决方案）的经销商，并为该系统提供了增值服务。

5.9.2 项目分类/技术

到2020年，仅智能电表市场就将达到2510亿美元的规模，电表数量将达到1.045亿块。该地区其他智能电网技术（如配电自动化）也将获得迅速发展[8]。

5.9.3 项目实例

巴西能源监管机构ANEEL宣布：在全国实施智能电表试验计划，到2021年将全国

约 6300 万块普通电表替换为智能电表。

5.9.4　地区驱动力和利益

普埃布拉巴拿马计划（Plan Puebla Panama，PPP）推动了中美洲电气互连系统（即 SIEPAC）的开发：该计划将投资 5.9 亿美元用于输电系统建设，旨在为该地区的发电设施吸引更多国外投资。南美洲区域基础设施整合计划（Initiative for Regional Infrastructure Integration in South America，IIRSA）的发展已经超出了电力设施整合领域，扩展到各个主要基础设施领域。IIRSA 还负责协调监管框架、引入新的融资模式。

5.9.5　国家驱动力和利益

尽管巴西的可再生能源发电在不断增长，但基础设施陈旧使可再生能源整合非常困难。电网最初是为单向电力潮流而设计的，电力只能从集中式发电厂流向电力用户，需要发展智能电网以实现对可再生能源的整合。

5.9.6　规模

巴西将成为该地区第一个开始大规模部署智能电网的国家。智利和阿根廷将紧随其后，预计其他国家将在未来十年的后半期开始实施部署。

5.10　美国

5.10.1　领导机构

在 GTM 新发布的一份研究报告中，10 个州被认定为引领智能电网政策的先行者。这 10 个州分别是加利福尼亚州、科罗拉多州、佛罗里达州、马萨诸塞州、新泽西州、纽约州、北卡罗来纳州、俄亥俄州、宾夕法尼亚州和德克萨斯州。

主要参与者有美国太平洋天然气与电力、埃克西尔能源、杜克能源、圣迭戈电力、南加州爱迪生公司和美国电力等公司[4]。

加利福尼亚州和德克萨斯州拥有的智能电网项目数量最多，都差不多有 20 个项目。

电力企业之间形成了很多互助组织，同时电力企业还与其他行业密切合作，共同推动电网转型[5]。

5.10.2　项目分类/技术

目前美国智能电网建设主要侧重于发展 AMI。AMI 通常是发展智能电网的基石，或者说发展智能电网需要包括一定水平的 AMI，这种观点已经被普遍认可[6]。

美国大部分智能电网活动局限于试点工程中的智能测量计划，没有可供电力投资者进行短期投资的方案。不过，电力行业的观念正在发生转变，开始重视支撑配电自动化和其他高级应用的通信层技术[4]。

根据美国 ON world 公司对美国智能电网项目的研究[13]发现，约有 1/3 的项目计划实现与用户的双向沟通，还有 1/3 的项目在研究需求响应策略。美国智能电网奖励金为 100 多万台家用设备提供了资助，其中包括能源使用显示器、恒温器和负荷控制器。

全美电力企业实施的智能电网项目总数已经超过了200个。

5.10.3 项目实例

美国太平洋天然气与电力公司计划2012年中期完成1000万块电表的全面部署。到2009年底，它已经安装了450万块电表。该公司预计2010年和2011年在该项目上的花费将分别达到5.35亿美元和1.65亿美元。

美国巴尔的摩天然气和电力公司正计划为其服务区内的120万户用户安装智能电表。这个项目需要公司投入约8亿美元，此外美国联邦政府将提供2亿美元的激励金以降低居民用户80%的成本。该公司预计项目持续期间可以为其用户节约至少25亿美元。项目于2011年底动工，2014年中期完成全面部署。

美国森帕能源公司（位于美国德克萨斯州休斯敦市）计划安装220万块智能电表，还计划安装550多个传感器和自动开关以进一步加强电网的可靠性和自恢复能力，这将有助于防止自然灾害等事件造成的系统扰动（项目总价值6.38亿美元）。

盐河工程中已经有超过48万户用户用上了智能电表。其中约一半（即22.2万）用户选择了按用电时段计费的方式，这使该工程成为全美第三大分时计价项目。

2009年底，美国南加州爱迪生公司开始实施其安装500万块智能电表的计划，这是该公司智能连接项目的一部分。这个项目为期5年，总投资为16亿美元。据估计，如果2013年能够完成所有电表的安装，那么该项目能够为公司节约46亿美元的成本。

5.10.4 地区驱动力和利益

提高供电的可靠性和质量、提高电网的可恢复性并降低高峰负荷。多元化能源结构，保障能源供应。与其他项目进行整合——智能城市、电动汽车、可再生能源，为用户提供更多控制权和信息。减少高峰需求是电力企业的首要目标。

挑战：一些早期智能测量试点项目执行的非常差劲，增加了用户和监管机构对智能电表项目的敏感性[7]。

《美国复苏与再投资法案》让能源部掌管了前所未有的资金资源，产生了智能电网投资拨款（Smart Grid Investment Grand，SGIG）计划和智能电网示范（Smart Grid Demonstration，SGD）计划（“智能电网计划”）。作为智能电网计划的一部分，美国能源部将向电力企业、设备供应商、地区输电组织、各州和研究机构提供约40亿美元奖励金，以促进智能电网的大规模部署和示范工程。

5.10.5 国家驱动力和利益

目前，美国电力企业部署AMI或智能电网计划的时长一般为5年或更长时间。导致项目无法加快实施的因素主要包括资本支出受限、劳动力缩减和供应链存在障碍等。用户第一次使用高级电表或享受自动配电电路服务后，能够立即体会到这些技术带来的好处，而更广泛的社会效益和企业成本节约效益则通常需要智能电网部署达到一定规模后才能全面实现[6]。

2009年的《美国复苏和再投资法案》（及一系列激励措施）专门划拨了约40亿美元联邦资金，用于智能电网项目和电网升级。电力企业已经获得这些资金并用于智能

电表部署。北美大部分电力企业都已经制定了正式的智能电网战略。

5.10.6　规模

《美国复苏和再投资法案》拨款 34 亿美元，私营企业又增加了 47 亿美元的配套资金。

这笔拨款将用于安装 20 多万台智能变压器和 850 多个相量测量装置。相量测量装置是一些传感器，能够帮助电网运营商监控电网效率。

美国 KEMA 公司预测，在接下来 4 年中，对智能电网投入 160 亿美元激励资金，将会带动 640 亿美元智能电网项目的发展[6]。美国 KEMA 公司在“美国智能电网：探索减少碳排放、创造就业机会的新道路”报告中确认，美国 39 个州有 334 个地点已经开始研发或制造智能电网产品。其中，拥有地点数量最多的是东南部地区；以州而论，位于加利福尼亚州的地点最多。

美国联邦能源管理委员会计划在 2019 年前安装 8000 万块智能电表。到目前为止，美国加利福尼亚州的安装进度最快，因为该州法律规定必须安装智能电表。

美国德克萨斯州也在部署智能电表，美国巴尔的摩正准备实施一项大型计划。

5.11　其他国家和地区

5.11.1　领导机构

马来西亚：国家电力公司（马来西亚最大的电力公司）。

新加坡：美国埃森哲、美国 IBM、英国 Logica CMG 和德国西门子等全球性公司参与了 IES 试点项目中的大量子项目，包括智能测量、电动汽车测试、可再生能源和智能电网。

菲律宾：法国施耐德电气和德国西门子等全球性公司正在参与建设尚待开发的菲律宾智能电网市场。菲律宾马尼拉电气公司（该国最大的配电运营商），菲律宾长途电话（Philippine Long Distance Telephone，PLDT）公司参与其中。

5.11.2　项目分类/技术

新加坡：2009 年 11 月，新加坡能源市场管理局（Energy Market Authority，EMA）宣布启动 LES 项目，对一系列智能电网技术进行测试，以增强新加坡电网基础设施的功能。

5.11.3　项目实例

马来西亚：马来西亚国家电力公司是马来西亚最大的电力企业，也是东南亚地区最大的电力企业，拥有 700 多万用户。2007 年，该公司与美国埃创公司合作，开始部署电表数据管理软件。

印度尼西亚：美国埃创公司一直与印度尼西亚国家电力公司（Perusahaan Listrik Negara，PLN）合作，供应了 800000 块键盘式智能支付居民电表。

5.11.4　地区驱动力和利益

上述国家正面临着共同的挑战，包括电力资源匮乏和电网基础设施陈旧、效率低

下等问题。对这些新兴国家来说，急需对电力和企业服务进行投资，以提高和增强用户电力服务。这些国家认为要发展智能电网或具有可控电网环境的高级架构，必须改变现有 T&D 网络的结构。

5.11.5 国家驱动力和利益

新加坡：新加坡市场参与者的目标是，通过提供一个积极的研发环境和先进的电网架构，吸引全世界与智能电网相关的高科技和清洁技术公司。

印度尼西亚：经济的强劲发展推动了对能源的需求，2011 年能源需求增长超过 19%。因此，印度尼西亚政府承诺，未来 5 年内将在全国增加发电、输电和配电设施，2020 年实现“全民用电”的目标。

菲律宾：2002 年的《电力行业改革法案》规划

1）建立菲律宾国家输电公司（TransCo），替代菲律宾国家电力公司（NPC）负责电力输送。

2）NPC 则侧重于发展和运行小岛电网、管理发电资产和 IPP 合同。

3）电力批发现货市场（Whole Electricity Spot Market，WESM）于 2006 年 6 月开始运行，用于发电商/供电商和用户之间的电力交易。

5.11.6 规模

马来西亚：软件支持企业远程读取 90000 块低压 C&I 电表，可以自动采集和分析电表数据并进行计费计算。

新加坡：EMA 通过公开招标为 IES 试点项目采购了 4500 块智能电表。该计划将在居民区和 C&I 地点实施，以检验和评估方案的可行性。

5.12 全球合作与发展

5.12.1 美国、加拿大、爱尔兰、法国、澳大利亚和日本

5.12.1.1 领导机构

美国电力研究院与 23 个电力企业共同实施了一个国际智能电网示范合作项目，该项目已经开展了 7 年。

5.12.1.2 项目分类/技术

将分布式能源与虚拟电厂整合。对所有类型的资源进行了端对端整合，包括需求响应、可再生能源、储能和传统分布式发电等。

5.12.1.3 项目实例

AEP——虚拟发电厂模拟器。

法国电力公司（Electricité de France，EDF）智能电网示范项目——PREMIO：分布式能源聚合和管理。

联合爱迪生智能电网示范项目——需求响应资源互通性项目。

KCP&L 智能电网示范项目——绿色影响区。

5.12.1.4 地区驱动力和利益

分布式能源整合对减少排放、解决智能电网发展中存在的挑战（如发展数据标准、

通信及与智能电网整合相关的高级整合技术）具有重大意义。强调成本效益分析，以判定在大量不同环境中智能电网部署的实用性。

5.12.1.5 国家驱动力和利益

与这个项目有关的一项重要研究工作是成本效益评估。从国际宏观角度为行业制定一个框架，对各个项目进行持续的效益评估并充分利用经验教训。

5.12.1.6 规模

全球 23 个电力企业开展了 15 个大型示范项目。智能电网项目总投资超过 15 亿美元，其中有 3000 多万美元专门用于智能电网研究。

5.13 总结

当前大部分智能电网项目侧重于发展 AMI、需求侧管理和分布式发电，以更好地利用现有网络。迄今为止，示范项目的规模都很小，而且还受到用户参与度有限、缺乏可靠的集成商业模式等因素的阻碍。随着大型规划项目的实施，数据（和安全）方面出现的问题将会越来越多。采用离网解决方案（如信息和通信技术）的智能电网项目越来越多，必然会更加依赖 IT 和数据管理系统来保障网络的运行[14]。

尽管在智能技术上已经投入了很多精力和资金，但示范项目在规模、部署和协调方面的水平仍有待提高。要解决这个问题，就必须大力加强在全球试点和示范项目、智能技术部署上的合作，特别是在以下领域：

1）政策、标准和监管。

2）金融和商业模式。

3）技术和系统开发。

4）用户参与（包括行为和社会研究）。

5）员工技能和知识。

充分利用行业经验和教训、合作发展智能电网的一个案例——已经实施了 7 年的美国电力研究院国际智能电网示范项目。该项目有 23 个企业成员，包括美国、加拿大、爱尔兰、法国、澳大利亚等国家的电力企业代表和一位来自日本东京的常驻研究员。该项目的一个侧重点是发展和应用综合成本效益分析框架和研究计划，以建立一个能够与全球大量项目进行协作的基础。

一些新兴概念扩大了智能电网项目对能源和社会环境的影响。其中一个概念是智能社区（也称为智能城市）。智能社区整合了一个地区的多个能源供应和应用系统，以优化系统运行、尽可能地整合更多的可再生能源——从大型风电场到微型屋顶光伏发电和家庭 EMS。这一概念既包括了现有基础设施系统（如电力、水力、交通、天然气、废物和热能发电系统），也包括了未来的系统（如氢气和电动汽车充电）。整合的目的是通过采用信息和通信技术（Information and Communication Technology，ICT），提高可持续性、安全性、可靠性及社会福利（如创造就业机会、提供更好的服务）。智能社区是智能电网逻辑的延伸，智能电网最终将会向着这个方向发展。

参考文献

1. Zpryme. (2010). Smart Grid Snapshot: China Tops Stimulus Funding. Retrieved July 2011 from http://www.zpryme.com/SmartGridInsights/2010_Top_Ten_Smart_Grid_Stimulus_Countries_China_Spotlight_Zpryme_Smart_Grid_Insights.pdf
2. JRC Reference Report—Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments, European Commission Joint Research Centre Reference Report (JRC65215), Publications Office of the European Union, 2011.
3. Pike Research Report, Smart Grid in Asia Pacific, 2Q 2011.
4. GTM Research, The 2010 North American Utility Smart Grid Deployment Survey, David Leeds, GTM Research, February 2010.
5. Smart Grid Growing Plan, PricewaterhouseCoopers, 2010.
6. The U.S. Smart Grid Revolution KEMA's Perspectives for Job Creation, KEMA, Inc., January 2009.
7. The World Economic Forum's September 2010 report, Accelerating Successful Smart Grid Pilots, World Economic Forum in association with Accenture, September 2010. Accessed via http://www.weforum.org/reports/accelerating-successful-smart-grid-pilots
8. Lisa Schwartz, RAP, "Tour of Smart Grid Projects and State Policies," Sept. 9, 2009, at http://raponline.org/docs/RAP_Schwartz_SmartGridProjectsandPoliciesORwks_2009_09_09.pdf
9. Canadian Electricity Association, www.electricity.ca/
10. North America Utility Industry 2011 Top 10 Predictions, report by IDC Energy Insights, January 2011, Document #E1226479.
11. Smart Grid in Canada - Overview of the Industry in 2010, report by CanmetENERGY, 8 February 2011, Report 2011-027 (RP-TEC) 411-SGPLAN.
12. Smart Grid Technologies, Pike Research Report, December 2010, http://www.pikeresearch.com/research/smart-grid-technologies (Accessed in March, 2011).
13. ON World Inc, San Diego, CA, November 4, 2009, http://www.onworld.com/html/newssmartgrid.htm
14. Boots, M., Thielens, D., and Verheij, F. 2010. *International example developments in Smart Grids-Possibilities for application in the Netherlands (Confidential report for the Dutch Government),* KEMA Nederland B.V., Arnhem.

参考书目

1. Electric Power Research Institute, www.smartgrid.epri.com
2. KEMA on Smart Grid http://www.kema.com/services/ges/smart-grid/Default.aspx
3. Northeast Group, LLC, Smart grid market research reports at http://www.northeast-group.com/research.html
4. Smart Grid: Enabler of the New Energy Economy, a report by the Electricity Advisory Committee, December 2008, available at http://www.oe.energy.gov/eac.htm
5. Smart Grid Information Clearinghouse. www.sgiclearinghouse.org
6. U.S. Department of Energy, *The Smart Grid: An Introduction* (Washington, DC: U.S. Department of Energy, 2008), http://www.oe.energy.gov/1165.htm

第 6 章　智能电网：未来之路在何方？

Stuart Borlase，Tim Heidel，Charles W. Newton，Bartosz Wojszczyk，Eric Woychik

智能电网为未来描绘了一幅美妙的蓝图：电网将实现伟大的变革，电力企业将会备受尊崇，技术将实现重大突破，行业将受到用户的热爱，将会产生更多的工作机会。自从智慧电网和智能电网（及其他相关衍生概念）成为市场营销人员的热门话题以来，电力行业确实已经发生了一些变化。就在本书的写作期间，对智能电网及其效益的看法也发生了很大变化。但根本问题始终没变：“智能电网究竟是什么？”“怎样实现智能电网？”最常见的问题则是“智能电网具有实用性吗？”电力企业和供应商都号称要在智能电网领域当第一。有关智能电网的想法层出不穷，各种智能电网会议纷至沓来。不过实实在在的工作也是有的，通过世界各地的齐心协力和各种计划措施的实施，为智能电网这个概念赋予了实际意义。

显而易见，在未来数年乃至数十年内，智能电网将由两类重要基础设施（电力系统和通信基础设施）逐渐融合而成。智能电网方案将包括许多高级应用，以充分利用需求侧技术（分布式能源、需求响应、节能和储能）、通信技术、信息管理、高级计量体系（AMI）和自动控制技术等。这些资源将帮助电力和天然气基础设施实现现代化、性能优化和转型。智能电网设想将这些技术组合在一起，从而提高电网各组件（从用户电路到大电网之间的全部组件）的自愈能力、可靠性、安全性和效率。同时，智能电网还可以提高用户用电效率，促进国家安全和经济的发展、减缓气候变化，从而有助于可持续发展的实现。

6.1　未来几年

美国牛顿-埃文斯研究公司根据最近完成的几十项电力行业和企业调查研究，发布了 2015 年智能电网市场远景分析。这些调查研究针对“智能”电网市场及其各个部分在短期（2011—2012 年）和中期（2013—2015 年）的发展方向，调查和采访了设备制造商、系统集成专家、顾问、软件开发人员及其他电力行业“供应侧”的业内人士的想法和意见。

从全球来看，2012 年智能电网的相关支出将很可能首次达到百亿美元规模。表 6.1 给出了全球智能电网主要组件的支出，其中不包括为支持智能电网而花在人员服务上的企业内部费用，此类支出比重可达智能电网项目总成本的 1/3 以上。尤其是控制系统，在项目的开发和运营阶段都需要投入大量人力资源。还有一些成本也未在表 6.1 给出，如修建和装修操作中心的成本、企业私有电信网络的运行成本等。

表 6.1 全球智能电网主要组件的支出（© Copyright 2012 Newton-Evans Research. All rights reserved）（单位：百万美元）

年	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	总 计
控制系统	665. 0	630. 0	740. 0	830. 0	885. 0	945. 0	1 010. 0	1 050. 0	6 755. 0
系统 + 集成	525. 0	495. 0	580. 0	650. 0	690. 0	740. 0	775. 0	800. 0	5 255. 0
第三方 Sw/Svcs	140. 0	135. 0	160. 0	180. 0	195. 0	205. 0	235. 0	250. 0	1 500. 0
停电管理	90. 0	90. 0	98. 0	120. 0	145. 0	175. 0	190. 0	225. 0	1 133. 0
变电站自动化	1 200. 0	1 165. 0	1 265. 0	1 370. 0	1 435. 0	1 535. 0	1 640. 0	2 035. 0	11 645. 0
SA 方案	300. 0	275. 0	290. 0	325. 0	355. 0	380. 0	405. 0	635. 0	2 965. 0
RTU	650. 0	665. 0	700. 0	735. 0	755. 0	800. 0	850. 0	975. 0	6，130. 0
其他 IED	250. 0	225. 0	275. 0	310. 0	325. 0	355. 0	385. 0	425. 0	2 550. 0
AMI-AMR	2 158. 4	2 359. 2	2 602. 2	3 112. 1	3 363. 1	3 588. 9	3 814. 8	4 040. 7	25 057. 3
保护和控制	1 750. 0	1 775. 0	1 900. 0	2 020. 0	2 065. 0	2 100. 0	2 125. 0	2 155. 0	15 890. 0
企业通信	510. 0	525. 0	545. 0	565. 0	590. 0	625. 0	660. 0	695. 0	4 715. 0
控制系统通信	350. 0	345. 0	375. 0	380. 0	385. 0	400. 0	415. 0	430. 0	3 080. 0
AMI 通信	160. 0	180. 0	170. 0	185. 0	205. 0	225. 0	245. 0	265. 0	1 635. 0
配电自动化	1 440. 0	1 600. 0	1 735. 0	1 940. 0	2 085. 0	2 365. 0	2 540. 0	2 765. 0	16 470. 0
DA 软件/平台	125. 0	130. 0	145. 0	170. 0	195. 0	225. 0	260. 0	300. 0	1 550. 0
智能配电设备	1 125. 0	1 250. 0	1 325. 0	1 475. 0	1 550. 0	1 775. 0	1 900. 0	2 060. 0	12 460. 0
DA 通信	190. 0	220. 0	265. 0	295. 0	340. 0	365. 0	380. 0	405. 0	2 460. 0
总计	7 813. 4	8 144. 2	8 903. 2	9 957. 1	10 568. 1	11 333. 9	11 979. 8	12 965. 7	81 665. 3

美国牛顿-埃文斯研究公司指出，未来几年内智能电网将会带来更多商机，特别是在以下领域：

1）系统运行（可视化和态势感知）。

2）系统的物理和网络安全。

3）数据分析。

4）高级测量（在监管方颇具远见及在商业论证和用户教育方面已经制定了要求的州/省/国家）。

5）带宽更大、延迟更低的高级通信网络——以促进多种智能电网组件的发展（包括输电变电站相量测量、配电网自动化和测量数据采集等）。

6）电力公司和企业的系统集成。

图 6.1 给出了 2020 年全球智能电网和信息技术（IT）支出的展望。值得注意的是，管理 IT 投资、运行 IT 投资与智能电网的重叠部分再加上“纯”智能电网支出，总计达到 210 亿美元。

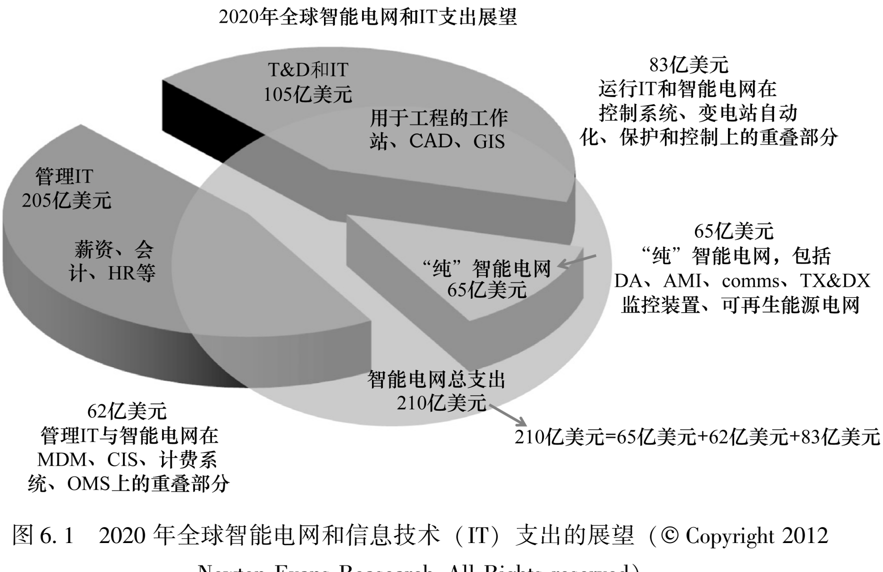


图 6.1　2020 年全球智能电网和信息技术（IT）支出的展望（© Copyright 2012 Newton-Evans Reasearch. All Rights reserved）

6.2　市场驱动力和促进因素

每个电力市场都会受到政治、监管和商业等因素的影响，对不同市场来说，其影响因素（驱动力）各不相同而且会不断发展变化。随着时间的推移，这些驱动力将会影响到对电网功能的要求。为实现所需功能，每个电力网络对技术发展水平的要求也不同。对于不同国家、市场和电力网络来说，在智能电网功能水平、发展和部署障碍及解决方

案上也存在显著差异。没有任何一个智能电网解决方案能适用于所有电力市场或网络。智能电网建设需要大量相关参与者共同努力——美国联邦、州和地方政府，电力企业，供应商，政策制定和监管机构，游说团体，用户，学术界等。可以预见到，这些参与者也各自拥有不同、甚至互相矛盾的优先事项和目标。

在过去一个世纪，电力行业的增长和发展史也是一部技术创新史。美国国家工程院最近将电网建设评选为“二十世纪最伟大的工程技术成就”[1]。但正如本书第 1 章所述，不断变化的监管和政策及全球经济增长速度对电力行业发展的速度和方向影响很大。这三个因素：①技术创新；②不断变化的监管和政策；③全球经济增长，对未来几十年内智能电网的发展将产生重要影响。此外，难以预料的罕见紧急事件（如 1965 年和 2003 年的大停电、2000—2001 年美国加利福尼亚能源市场危机等）也是推动电力行业内部变化的因素之一。尽管无法预测未来破坏性事件发生的概率，但可以肯定的是，它们将对智能电网构想的实现产生重要影响。

6.2.1 技术创新

智能电网的广泛部署将给电网带来大量新的运行和非运行设备和技术，包括智能电表、高级监测、保护、控制和自动化设备、电动汽车充电、可调度和不可调度分布式发电资源、电能储存等。如何有效、实时地管理和支持这些设备，将给电网的运行和维护带来巨大挑战。将规模较大的新型发电和有功负载技术与电网集成，也在可靠性、供电安全和用户侧资源等方面对实时系统的控制和运行形成了挑战。

这些挑战包括以下几方面：

1）需要管理越来越多的运行突发事件，而这些事件是“系统设计”所未预料到的（如风能和太阳能的多变性）。

2）在可控性和可调度性有限的情况下，促进间歇式可再生能源和分布式能源的接入。

3）减少传统方案无法轻易解决的电能质量问题（电压和频率的多变性）。

4）将高度分散的高级控制和运行逻辑与系统运行整合。

5）响应能力要足够快，以解决快速变化的扰动问题。

6）在批发市场需求弹性增加、发电和需求模式更加多变的形势下，尽可能提高系统的可靠性。

7）提高高级保护装置的适应能力，以应对快速变化的运行行为。因为可再生和分布式发电（DG）具有间歇性。

如果不能正确处理上述挑战，将会引起服务质量下降、资产使用寿命缩短和电网突发故障增多等问题，从而影响到电力企业的财务表现和公共形象。不过若能有效应对，企业在高级技术上的投资将能得到最大化收益，这意味着在财务上是一次非常好的机遇。

地区和全国性示范项目将帮助电力企业解决上述问题，同时还可以向能源企业的负责人展示智能电网的基本理念。通过这些示范项目可以证明，相对于部署多种独立技术而言，一系列整合良好的技术所具有的巨大价值。这将引发大量关注、兴奋及来自社会、

政治和经济方面的积极因素，从而加速这些整合良好的示范技术的部署。地区和全国性示范项目还能为监管者提供所需数据，帮助他们调整政策和监管措施。

在构思、设计和运行智能电网时，若有一个全面的一体化蓝图，将能提高整体系统的稳定性和完善性。从现场设备到企业控制室整个系统的一体化智能电网解决方案，利用智能传感器、监控设备、高级电网分析和运行/非运行应用、先进的可视化工具，将可以实现广域和实时运行异常检测及系统“健康度”预测。然而，鉴于当前经济环境和监管政策的不确定性，期待大多数电力企业全面投资部署端对端智能电网是不现实的。相反，电力公司应该制定一个全面的长期目标，然后针对这个目标，认真筹划最有效的阶段部署方案。

在智能电网部署计划的早期阶段中常包括许多基础智能电网技术。高级控制系统、停电管理系统、变电站和配电自动化方案、AMI 和自动抄表系统及新的保护和控制系统等，看起来都将在未来几年内得到大幅发展。

许多智能电网项目在早期投资计划中还包括了电力企业通信系统。任何现代组织的智能 IT 发展计划都会包括网络安全投资。在如今的智能电网市场上，专业公司（如美国 Industrial Defender、Tripwire、Tec-Sec、Securicon 等公司）和控制系统供应商都能为运行控制系统提供网络安全服务。智能电网（读取控制系统）的网络安全费用非常高，但大部分已经包括在企业设备购买费用之内，每年约 5000～7500 万美元，包括和控制系统捆绑销售的网络安全软件。

除了基础设施，电力企业还会在专门应用上进行大量投资，包括需求-响应系统、家庭能源管理系统（Home Energy Management System，HEMS）、能够促进分布式发电接入的系统、储能装置和电动汽车等。尽管未来十年内，对这些应用的投资将达数亿美元，但是与上面提到的许多基础组件投资相比，不确定性更大。

需求响应市场已经存在。在北美，该市场的领导者（如 Enernoc 和 Comverge 公司）已经主导行业发展十年之久。市场主要包括安装在终端用户房屋内的加热、冷却、照明设备和开关及必要的控制软件（当需求水平达到一定标准时激活程序）。

电网级储能是全球电力行业的一个重点研发领域。目前，这个领域尚处于起步阶段，去年签署了一些商业合同，总价值达 5000 万美元。

当前家庭能源管理也处于起步阶段。在通信方法、协议及替代技术选择方面仍存在分歧。很明显这个市场具有几十亿美元规模的发展潜力，但目前此类装置的市场还非常狭窄，所售产品大部分是“智能/可编程恒温器”。对于发达国家来说，这个领域可能在未来数年内还依然只是一个备选项。商业和工业设施/建筑的能源管理系统则属于另外一块，已经有大型成熟市场，但不在本书研究范围之内。

最后，来看看电动汽车。2011 年中期，在北美行驶的电动汽车不到 20 万辆，此外世界其他地区还有几十万辆。电动汽车充电站是智能电网的组成部分。2011 年，全球电动汽车充电站的总价值可能还不到 1 亿美元。美国能源部已经投入 1 亿多美元（ARRA 法案于 2009 年开始实施的一个多年计划）来推动电动汽车行业的发展。2011 年 7 月，中国公布的已售电动汽车数量也令人大失所望，此外预计 2015 年销量也缩减

了50%，减少到25万辆（来源：Lux Populi每周新闻通讯——2011年7月24日）。

随着智能电网逐渐成形，那些无法通过改造与智能电网技术兼容的设备必须更换。与如今许多更新换代频繁的技术（如个人计算机和手机）不同，电网技术很少升级——高级电表就是一个例子。为了迎接智能电网所需的新技术，许多电网设备不得不提前退役，监管方可能会对此不满，这是因为超折旧年限使用设备可以降低用户的资本成本。如何回收尚未完全折旧的退役过时设备的成本，这个问题还有待解决。因此，电力公司不得不修改智能电网方案，使其与遗留设备兼容。

6.2.2 政策和监管重点及电力市场的作用

智能电网的部署速度还取决于监管系统的设计及美国联邦、州和地方政策的优先发展顺序。在美国联邦层面，已经制定了支持需求响应和智能电网的市场政策。2007年，美国国会通过了《能源独立和安全法案》第XIII编，要求联邦能源管理委员会（FERC）加强对智能电网相关议题的关注。因此，发展智能电网与需求响应成了FERC的首要任务，包括制定基本政策使需求侧资源与供应侧能源具有可比性——从而使需求响应在批发市场上能够得到与供应侧资源同等的待遇。只有当市场政策允许需求响应和其他智能电网服务开放接入，而且可以按照货币价值进行比较时，电力批发交易和需求侧资源交易才能够被视为是可比较的。

美国FERC的政策企图将智能电网技术与批发电网、信息实时协调及需求响应和分布式发电的进一步应用连接起来。美国FERC还规定必须采用具有互操作性的标准和协议，从而在地区和批发电力市场上实现智能电网的功能和互操作性。具体来说，2007年的《能源独立与安全法案》第XIII卷倡导智能电网应具有以下特征：

1）加强数字信息和控制技术的应用，以提高电网的可靠性、安全性和效率。

2）对电网运行和资源进行动态优化，确保网络安全。

3）部署和整合分布式资源和发电，包括可再生资源。

4）开发和整合需求响应、需求侧资源和节能资源。

5）部署测量、与电网运行和状态相关的通信、配电自动化等“智能”技术（这些技术具有实时、自动化和可交互等特性，能够优化电器和用户设备的物理操作）。

6）整合“智能”电器和用户设备。

7）部署和整合先进的电力储能和调峰技术，包括插电式和混合动力电动汽车、蓄冷空调。

8）向电力用户提供实时信息和控制选项。

9）为接入电网的电器和设备制定通信和互操作性标准，包括电网基础设施。

10）识别和降低在采纳电网技术、实践和服务中存在的不合理或不必要的障碍。

许多政策计划已经开始实施，其中最为显著的就是美国FERC的智能电网政策[2]。美国FERC强调存在五大挑战：网络安全、能源结构变化（如不稳定的可再生发电资源比重提高）、交通运输技术发展带来的大量不稳定电力负荷可能导致的问题、对系统间接口的通信和协调进行标准化的迫切需求。

美国FERC还负责监管跨州电力批发交易，对高压输电网、需求响应和智能电网的

平等接入非常重视。北美现在有 10 个独立的电力市场，它们要么是独立系统运营商，要么是地区输电（ISO/RTO）组织㊀。一般认为 ISO/RTO 的增长和扩张将促使电网服务进一步解除捆绑，促进大量智能电网服务的发展和电力服务的货币化。ISO/RTO 只提供大批量高压电力交易，范围有限，不涉及低压零售电力企业和配电服务。许多其他国家和地区的电力市场也采用了类似结构，包括澳大利亚、巴西、加拿大（阿尔伯塔、马尼托巴、新不伦瑞克、安大略）、智利、捷克共和国、北欧、爱尔兰、新西兰、俄罗斯、新加坡和英国等。其中有许多国家和地区需要更先进的政策和市场机制，以进一步推动电力市场和智能电网服务的发展。

问题在于 ISO/RTO 这样的电力批发市场是否能够带来更好的政策和市场驱动力，从而推动智能电网的发展。一些 ISO/RTO 在制定政策和市场机制方面做得比较成功，促进了智能电网服务的发展，并实现了市场收益的货币化。美国宾夕法尼亚-新泽西-马里兰（PJM）市场在这些方面的成就突出，但仍面临一些重大挑战。尽管迄今为止美国 ISO/RTO 在这些市场上取得了显著进步，但其并未直接影响到那些不受美国 FERC 管辖的地区电力和天然气企业。许多智能电网技术位于零售和配电电力企业层级，美国 FERC 对电力批发交易和智能电网的规定并不适用。此外，由于一些电力企业企图避开美国 FERC 的规定，所以为需求响应资源创造开放接入机会的努力只取得了有限的成功。尽管如此，美国 FERC 对智能电网和输电开放接入的规定，在实现广泛的技术整合及智能电网的货币化收益等方面仍然发挥了重要作用。这些发展非常鼓舞人心，其中一部分措施被北欧、美国加利福尼亚、美国得克萨斯和美国马里兰等地的 ISO/RTO 所复制。

6.2.3　经济增长和全球电力市场的变化

世界各地的经济增长速度也会影响到智能电网的发展速度。需要理解和认识经济基本面及世界经济的活动和发展对发电、输电和配电基础设施投资和智能电网发展的影响。经济前景持续黯淡无疑会延缓许多大型智能电网项目的立项和实施进度，特别是对于世界上那些发达国家来说更是如此。美国和其他发达经济体不太可能在短期内提供更多的政府激励措施，这可能进一步限制了电力投资。监管机构仍然是许多潜在智能电网投资的动力。

显而易见，现在乃至将来，智能电网各领域内的供应商和集成商都有很多发展机遇。一些地区和国家经济发展的速度很快，远远超过全球 GDP（商品和服务）的平均增长速度。2011 年和 2012 年世界经济总产出的增长率约为 4%；西方国家的增长率较低（不到 3%），而新兴和发展中国家 2011 年的平均增长率约为 6.4%、2012 年约为 6.1%；中国的经济增率将达到 9% 左右，印度可达到 7.5% 左右，远远超过其他东盟国家；巴西和墨西哥的经济增长将明显更为和缓，约为 4% ~4.7%；撒哈拉以南非洲国家的增长（5.2% ~

㊀ 这些 ISO 和 RTO 包括，加拿大阿尔伯塔能源系统运营商、美国加利福尼亚独立系统运营商、加拿大安大略独立系统运营商、美国新英格兰 ISO、美国中西部 ISO、加拿大新不伦瑞克系统运营商、美国纽约 ISO、美国 PJM 电力联营体（RTO）、美国西南电力联营体。ISO/RTO 委员会网站 http://www.isorto.org/site/c.jhKQIZPBImE/b.2603295/k.BEAD/Home.htm。

5.8%）可能会超过中东（约4.0%）。

美国能源部的能源信息管理局每年都会发布一份国际能源展望报告。2010 年的展望报告主要包括了以下内容：

1）2007～2035 年，非经合组织[⊖]国家在全球能源消耗上的比重可能将达到 86%。

2）可再生能源将成为发展最快的能源（但其基数较小）。

3）煤炭发电在全球发电总量中的比例仍将保持首位，煤炭使用量的增速将保持在 56% 左右。中国和印度消耗了绝大部分新增煤炭使用量。

4）经济活动和人口的发展推动了能源使用量的增长，能源强度提高将可缓解这一趋势。

5）2010～2035 年，核能发电量的增幅可能将高达 74%。

6）可再生能源使用总量的增幅可达 111%。

7）90% 的输电变电站可以通过 RTU 和/或 PLC 进行远程监控。

8）49% 的配电变电站可以通过 RTU 和/或 PLC 进行远程监控。

9）约 43% 的 RTU 或 PLC 使用了 10 年以上。

10）2008～2010 年的全球经济衰退导致电力基础设施和“智能电网”投资滞后。不过，2010 年的投资前景依然乐观，这在很大程度上要归功于世界各地政府的激励方案。

11）一旦电力企业的规划者发现商业和工业前景看好（从而带动用电量增加），自然会灵活调整智能电网相关预算的增幅。

12）世界发展中国家将继续依靠非政府组织的资助来扩建电力设施，为更多国民提供电力服务。这些组织包括联合国开发计划署（United Nations Development Programme，UNDP）、世界银行、伊斯兰开发银行等。

美国能源部预测 2035 年以前世界发电和用电量将以 2.3% 的年平均增长速度发展（见图 6.2）。美国能源部在 2010 年国际能源展望报告中提出，从 2007 年到 2035 年，发电量增幅将达 87%。到 2035 年，非经合组织国家将占世界用电量的 61%。本书认为，这些强劲增长将主要由中国、印度、巴西和海湾合作委员会成员国（Gulf Cooperation Council，GCC）带动。对于发展中国家来说，每年有数百万人口加入中产

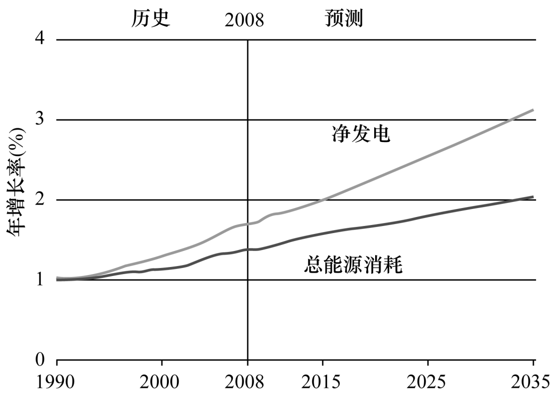


图 6.2　2035 年以前世界发电和用电量增长预测（来自美国能源信息管理局 2009 年国际能源展望报告 http：//www.eia.gov/forecasts/ieo/electricity.cfm）

⊖ 经合组织：经济合作与发展组织（Organization for Economic Cooperation and Development，OECD）。

阶级行列，因此对电力的需求将继续快速攀升。如何满足电力需求的不断增长，成为电力企业、政府和行业不断面临的重大难题。

一般而言，经合组织国家（具有良好的电力市场，消费模式成熟）的增速会低于非经合组织国家（目前大量需求还尚未得到满足）。国际能源署估计，2005 年发展中的非经合组织国家有近 32% 的人口（不包括欧洲和欧亚大陆非经合组织国家）得不到电力供应——总人数约 16 亿。按地区而论，撒哈拉以南非洲地区情况最差，超过 75% 的人口用不上电。世界发展中地区的高预期经济增长率推动了电力需求的强劲增长。

至少到 2010 年，经合组织国家发电量仍占全球发电量的一半以上；但到 2015 年，非经合组织国家发电量将达到世界发电量的 52% 。非经合组织国家在煤炭发电量上已经超过了经合组织国家。到 2025 年，非经合组织国家的煤炭发电量将达到经合组织国家的两倍。到 2030 年，非经合组织国家在世界可再生能源发电量上的比重将达到 57% 。值得注意的是，预计非经合组织国家用电量的增速将是经合组织国家的三倍（见表 6. 2）。

表 6. 2　2006—2030 年经合组织和非经合组织国家净发电量　（单位：万亿 kWh）

地　　区	2006	2010	2015	2020	2025	2030	平均年增长率（%）
经合组织	9. 9	10. 6	11. 3	11. 9	12. 6	13. 2	1. 2
非经合组织	8. 0	10. 0	12. 0	14. 1	16. 3	18. 6	3. 5
世界总计	17. 9	20. 6	23. 2	26. 0	28. 9	31. 8	2. 4

注：资料来自美国牛顿-埃文斯研究公司根据美国能源信息管理局发布的 2009 年国际能源展望报告，http：//www. eia. gov/forecasts/ieo/electricity. cfm。

2011 ~ 2030 年，可再生能源的应用持续增加；对智能电表、节能设备更加倚重；需求响应、超高压（EHV）输电和中压（MV）配电线路也会增加。能源效率的提高和需求响应的增加，以及相对温和的经济增长，抵消了西方国家的大部分电力需求增长。

虽然利用可再生能源发电的历史已经超过了 100 年，但目前重点关注的是新一代可再生能源，特别是风能和太阳能。这些能源必须与电网整合，成为智能电网架构的一部分。全球可再生能源整合的总成本可能高达 0. 75 ~ 1. 25 亿美元，这其中不包括高压和中压开关设备，但是包括安装在可再生能源发电厂及其附近的控制系统和变电站。这些评估数字摘自美国牛顿-埃文斯研究公司的报告《2011 年世界智能电网：现状和未来五年展望》。然而，一些可再生能源的大部分股权（如私营风电场和太阳发电场）非电力企业所有，其电网整合活动支出可能未包括在本书的研究中。

图 6. 3 所示图例来自美国能源信息管理局，预测了从 2010 年到 2035 年美国能源的发展情况。值得注意的是能源结构的变化，大部分增长来自于新能源（见图 6. 3）。

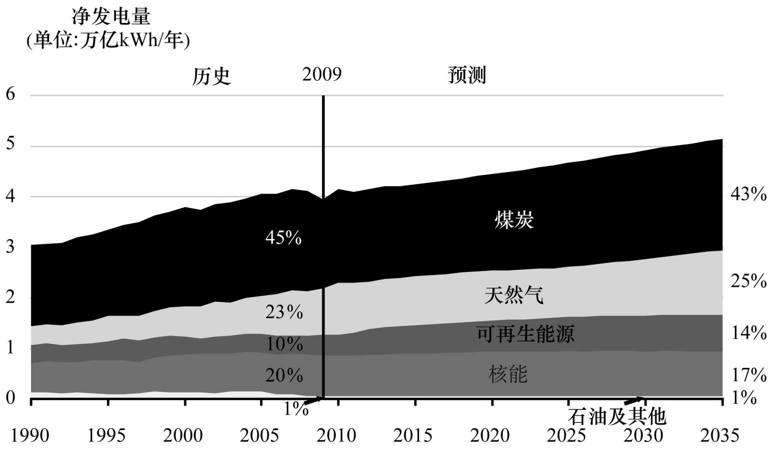


图 6.3　2035 年之前美国发电能源结构预测

（来自 U. S. Department of Energy，Energy Information Administration，International Energy Outlook 2009，http：//www. eia. gov/forecasts/ieo/electricity. cfm）

6.3　是一时的时尚还是彻底失败，或终将功成名就?

毫无疑问，美国及世界其他地区监管机构推动的高级测量项目和各种资助计划提高了智能电网的知名度，使其在全球范围内获得了广泛的关注和支持。智能电网有助于提高对更加清洁、节能和环保的解决方案的重视。对智能电网的讨论及对碳排放和化石燃料有限储量的政治意识，提高了用户对节能的兴趣、认识和参与度。尽管多年来电力行业已经采用了很多先进技术，但智能电网能够推动技术整合，带来协同效应，并注重用户和电力企业双方的效益。

这里必须要问，除了帮助监控电网运行和活动、测量用电量的现代数字技术之外，“智能电网”这个概念是否还包括了其他新内容。“智能电网”是个新名词，仅有 5 年历史㊀。而早在半个世纪乃至更久以前，电力行业就已经开始利用多系统、子系统、设备和装置来有效地监测、测量、控制和保护世界各地的电网了，为电力公司和业内企业制造的每一代电力设备都更加强大、碳足迹更小，而且越来越智能。美国牛顿-埃文斯研究公司认为，智能电网的创新之处在于，更好地整合了大量不相关的运行和工程活动，为信息管理、通信规划和运行提供了一种更加智能和直观的手段，更加重视系统的物理和网络安全。从本质上来说，智能电网是一组使能技术，通过将实时状态更好地可视化，提高了态势感知水平，从而能够更容易、更准确地通知管理和运行人员。

然而，智能电网未来的发展速度和最终的变革程度目前还尚未可知。智能电网会是一个满载电力企业实现伟大变革的梦想，但却只是昙花一现的短暂时尚吗？它会随

㊀　指到 2012 年。——译者注

着激励和资助的减少而慢慢消逝、留下大量空头承诺，却对日益昂贵而且不可持续发展的化石燃料巨人毫无触动吗？…还是说智能电网终将会获得成功吗？

目前，智能电网似乎还处于等待破茧而出的蛰伏状态，准备等技术在系统范围全面实施及企业、用户、社会和环境的显著效益最终实现时，才光彩夺目地登场。从历史来看，电力行业的变化非常缓慢，但与此同时，智能电网在标准、互操作性和安全的评价和基础工作上存在着很强的发展势头。还需要过上几年才能看清这些努力仅是如互联网泡沫一样终将消逝的一时狂热，还是会推动整个行业进入一个新的时代。本书希望，在未来数年之后，如果托马斯·爱迪生回到这个世界，他会认不出他亲手缔造的电网。

参考文献

1. G. Constable and B. Somerville, *A Century of Innovation: Twenty Engineering Achievements that Transformed Our Lives* (Joseph Henry Press, Washington, DC, 2003).
2. http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2009/071609/E-3.pdf

Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions/ by Stuart Borlase / ISBN: 978-1-4398-2905-9.

Copyright © 2013 by Taylor & Francis Group, LLC.

Authorized translation from English language edition published by CRC Press, part of Taylor & Francis Group LLC. All rights reserved.

本书中文简体翻译版授权由机械工业出版社独家出版并限在中国大陆地区销售。未经出版者书面许可，不得以任何方式复制或发行本书的任何部分。

Copies of this book sold without a Taylor & Francis Sticker on the cover are unauthorized and illegal.

本书封面贴有 Taylor & Francis 公司防伪标签，无标签者不得销售。

北京市版权局著作权合同登记图字：01-2013-2944 号。

图书在版编目（CIP）数据

智能电网：基础设施、相关技术及解决方案/(美) 博莱斯（Borlase, S.）等著；武志刚等译. —北京：机械工业出版社，2015. 5

(国际电气工程先进技术译丛)

书名原文：Smart grids: infrastructure, technology, and solutions

ISBN 978-7-111-49887-2

Ⅰ. ①智…　Ⅱ. ①博…②武…　Ⅲ. ①智能控制—电网　Ⅳ. ①TM76

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2015）第 068244 号

机械工业出版社（北京市百万庄大街 22 号　邮政编码 100037）

策划编辑：刘星宁　责任编辑：刘星宁

封面设计：马精明　责任校对：刘怡丹

责任印制：乔　宇

北京铭城印刷有限公司印刷

2015 年 6 月第 1 版第 1 次印刷

169mm×239mm · 35. 25 印张 · 765 千字

0001—2500 册

标准书号：ISBN 978-7-111-49887-2

定价：149.00 元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

电话服务	网络服务
服务咨询热线：010-88361066	机 工 官 网：www. cmpbook. com
读者购书热线：010-68326294	机 工 官 博：weibo. com/cmp1952
010-88379203	金　书　网：www. golden-book. com
封面无防伪标均为盗版	教育服务网：www. cmpedu. com

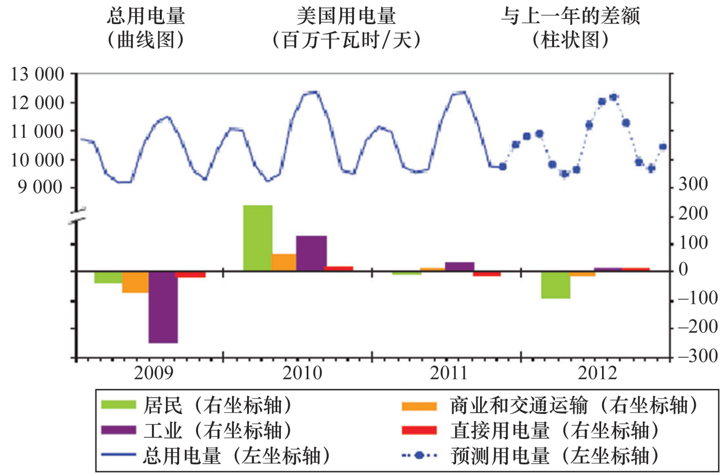


图 2.7　2011～2012 年美国用电量展望［来自美国能源信息管理局（EIA），短期能源展望，2011 年 11 月］

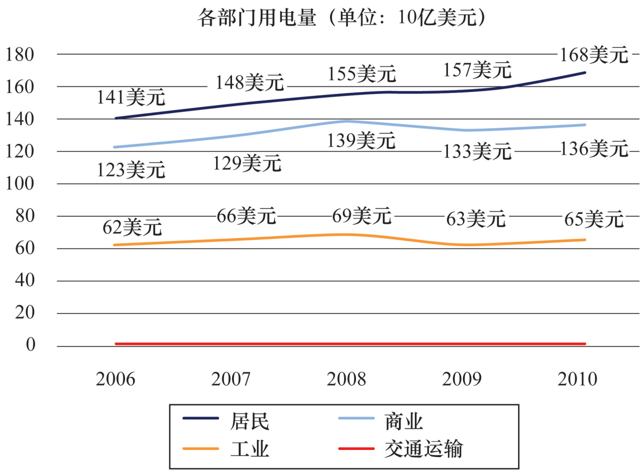


图 2.8　2006～2010 年美国用电量（由牛顿-埃文斯研究公司免费提供——基于 DOE EIA 源信息）

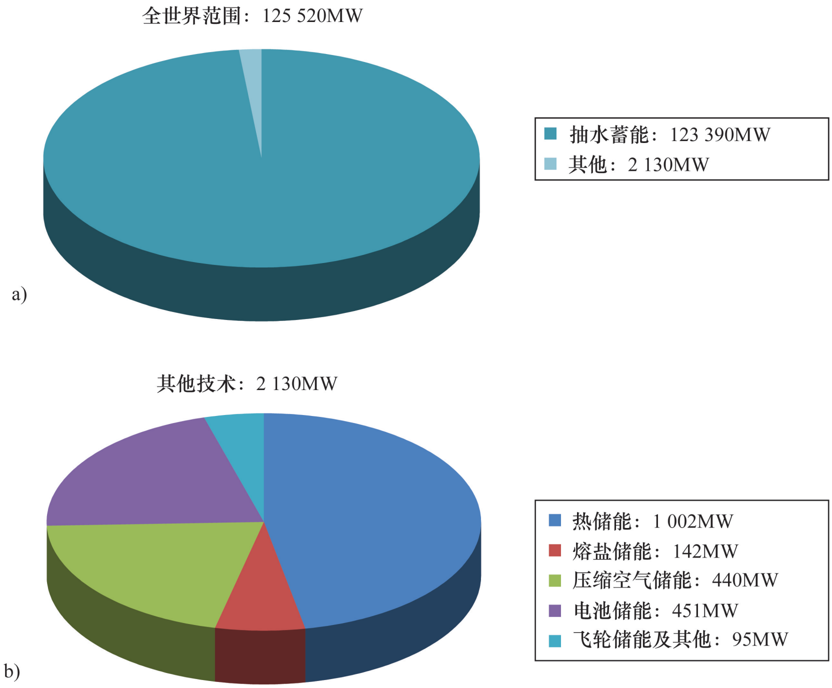


图 3.7　截止 2010 年 4 月全世界范围内储能系统安装情况［来自当前储能项目实例，加州储能联盟（CESA），http：//www. storage alliance. org/presentations/CESA_OIR_Storage_project_Examples. pdf］

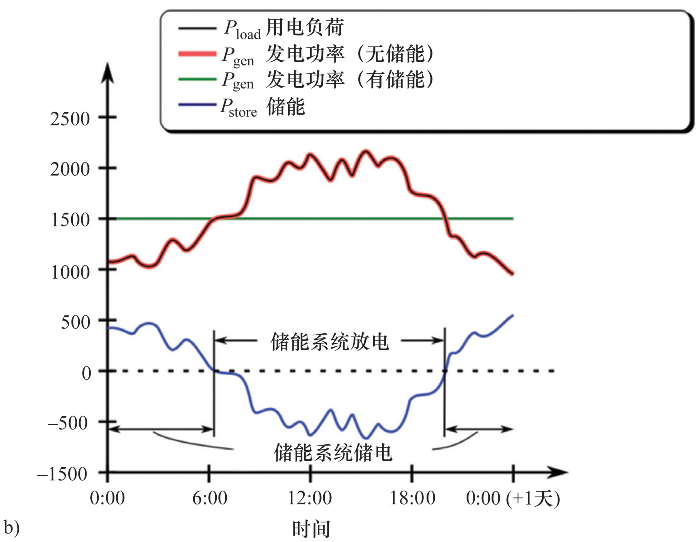


图 3.9　储能系统的优点：a）电网功率；b）能量存储与释放周期（来自维基百科，电网能量存储，http：//en. wikipedia. org/wiki/Grid_energy_storage）

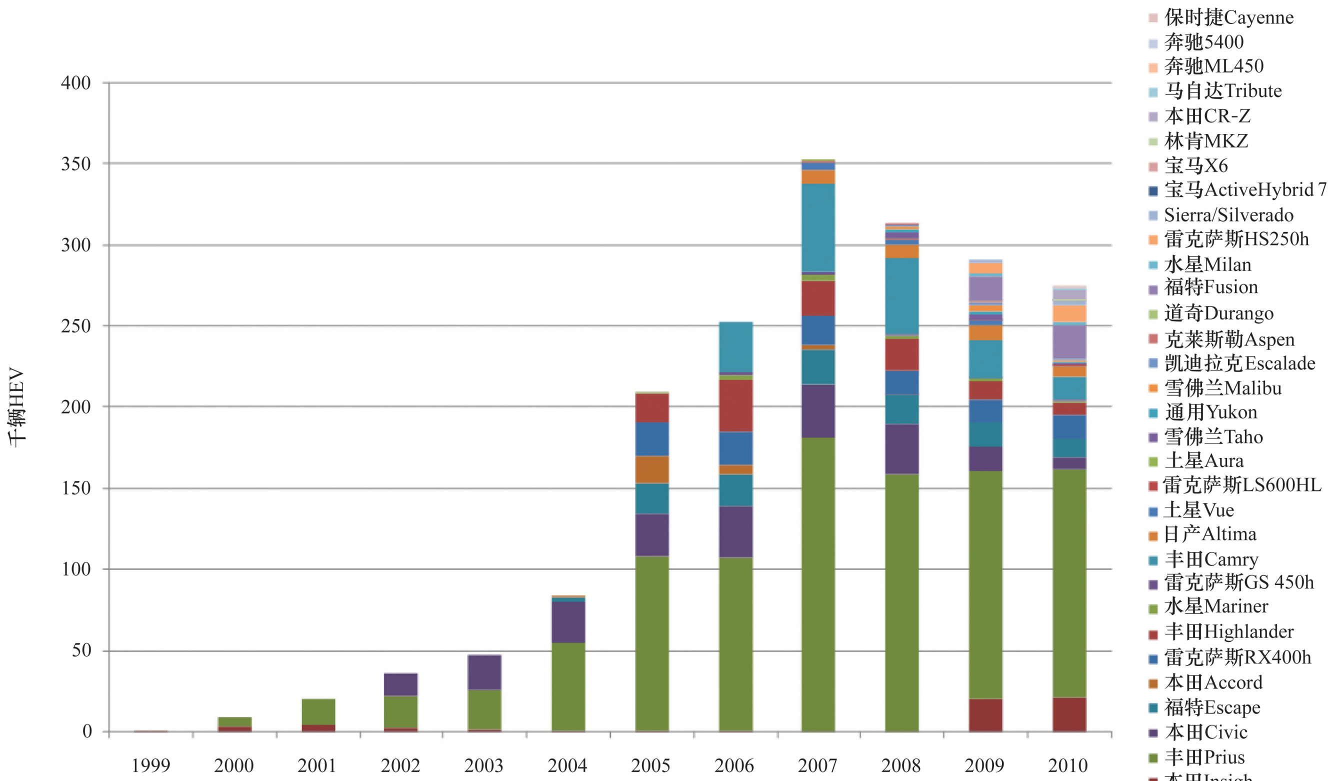


图 3.12　1999 ~2010 年美国 HEV 销售量[来自美国能源部替代燃料汽车(AFV)和混合动力汽车(HEV),
http://www.afdc.energy.gov/afdc/data/vehicles.html　afv-hev]

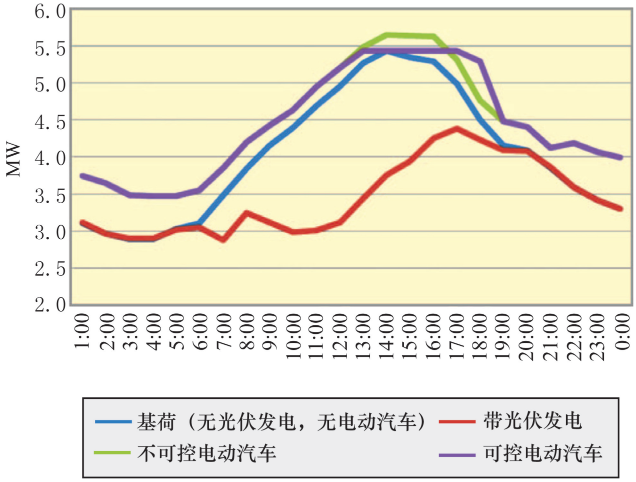


图 3.21　含有光伏发电和电动汽车的馈线日负荷曲线（源自 Agüero，J. R.，IEEE Power Energy Mag.，September/October 2011，82-93）

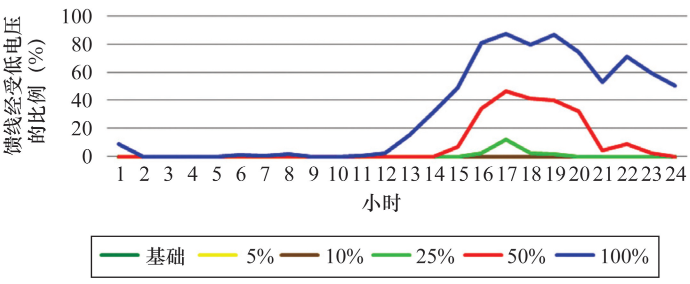


图 3.22　馈线电压偏低比例与渗透率之间的关系（源自 Agüero，J. R. and Dow，L.，Impact studies of electric vehicles，Quanta Technology，Raleigh，NC，2011）

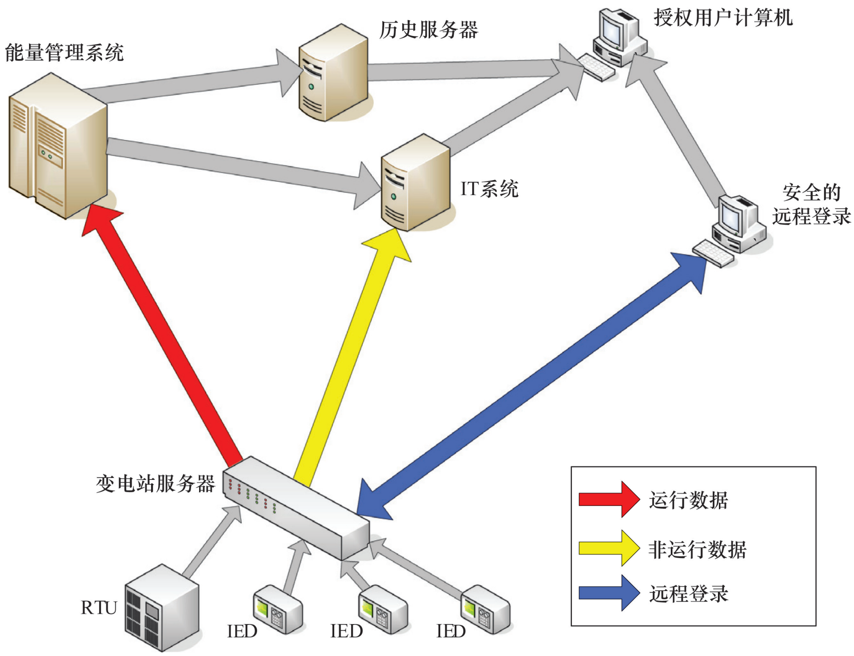


图 3.27　变电站数据流

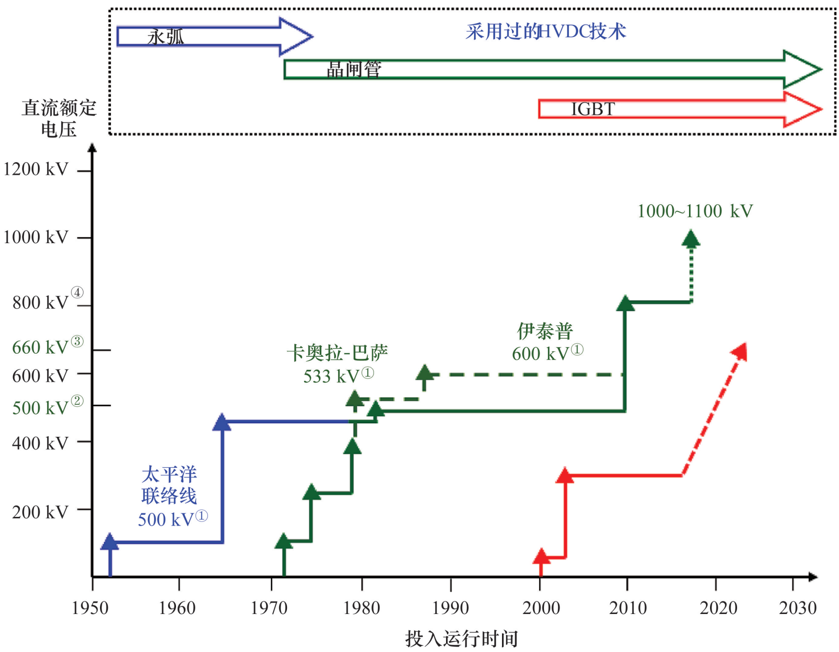


图 3.66　HVDC 额定电压和相关技术的发展（© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved）

① 每极多桥　② 500kV 变成每极单 12 脉动桥的电压标准

③ 660kV 在中国作为标准电压　④ 800kV 在中国和印度作为标准电压



图 3.81　瑞士国家电网公司的网站上给出了目前欧洲境内的 PDC 连接

（截止于 2012 年 1 月© Copyright 2012 Swissgrid AG. All rights reserved）

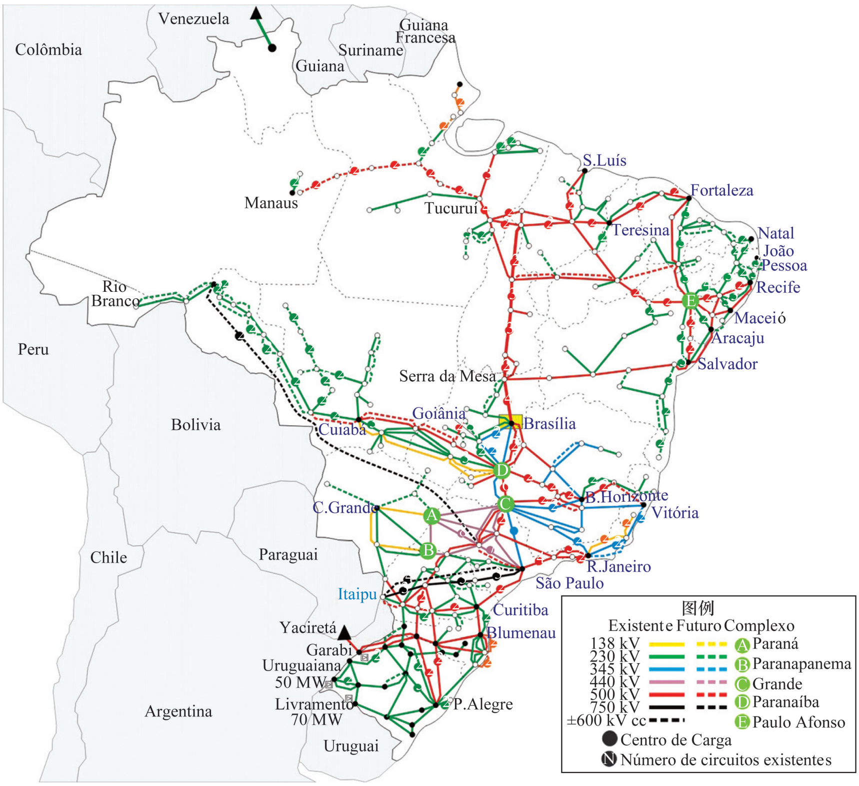


图 3.82　巴西的互联电力系统（Courtesy of ONS，Brazil，2010.）

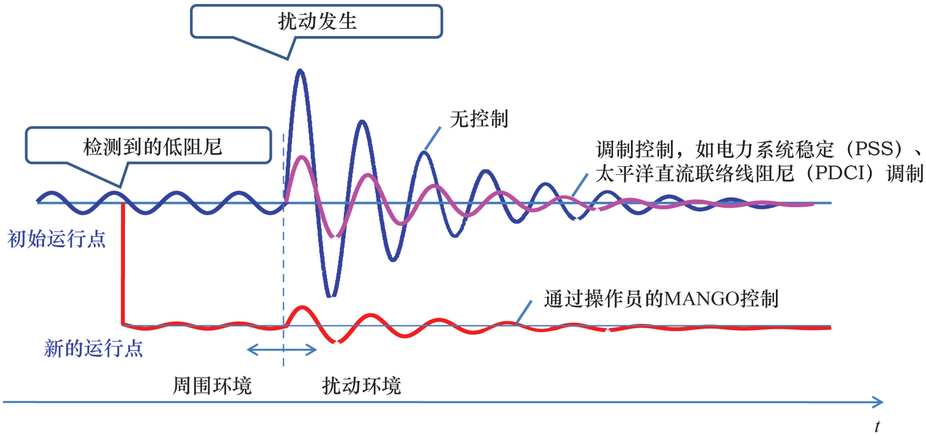


图 3.87　MANGO 控制和基于调制的稳定性控制的比较

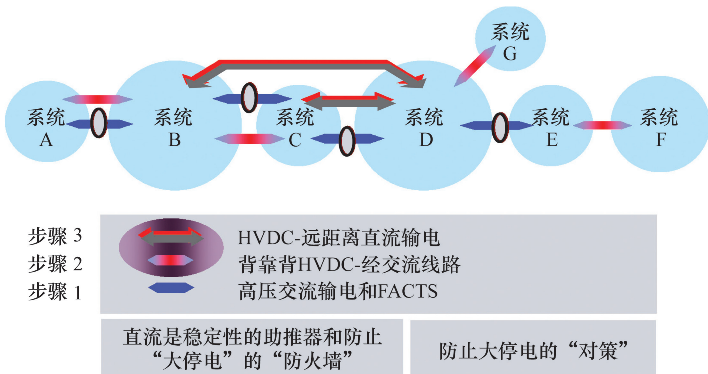


图 3.89　混合互连系统——具有 HVDC 和 FACTS 的“超级电网”

(© Copyright 2012 Siemens. All rights reserved)

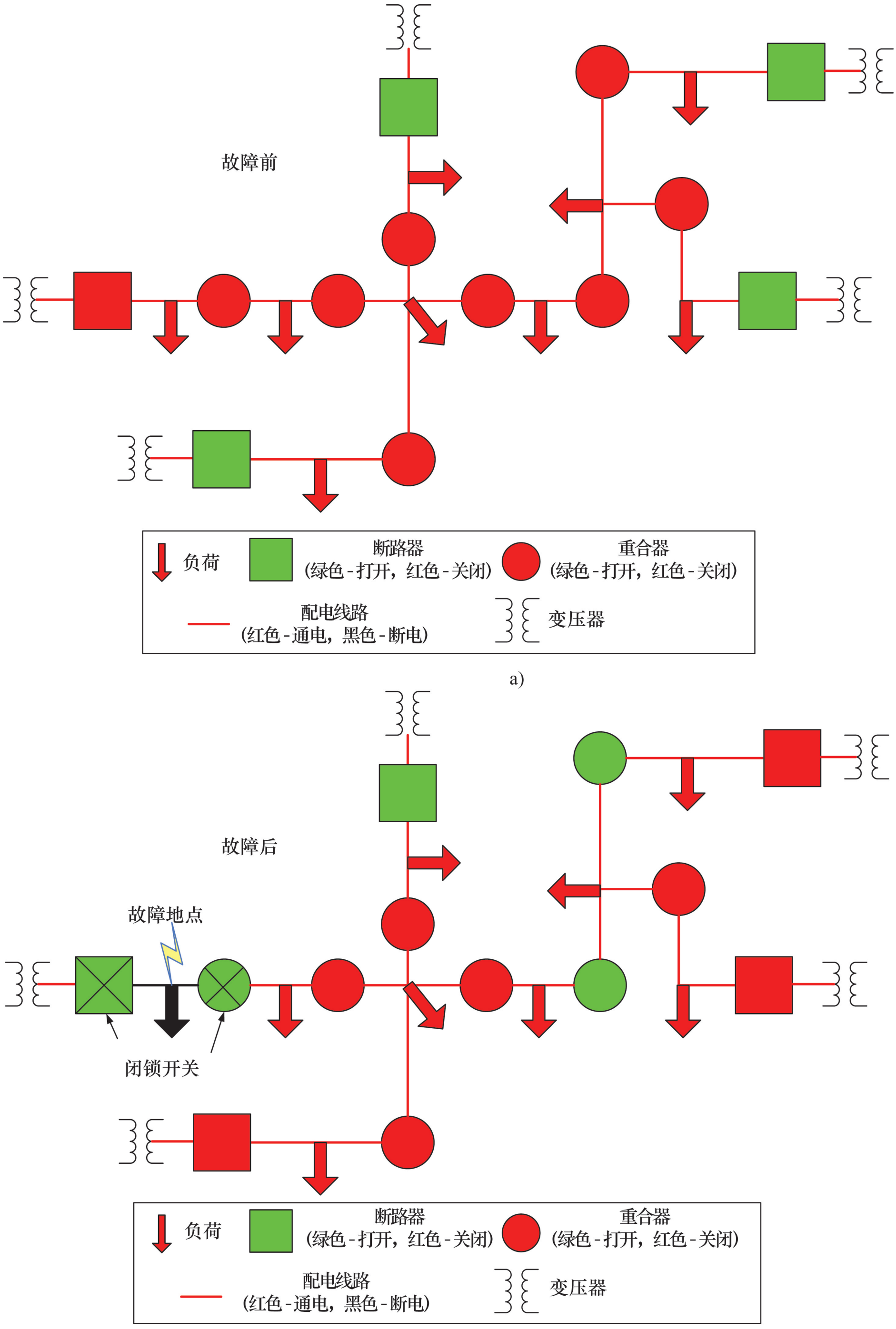


图 3.122　多重备用馈线恢复供电（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

a）故障前　b）故障后

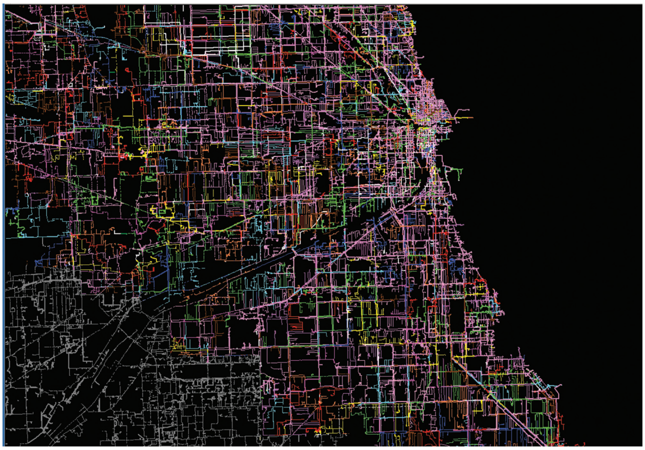


图 3.124　大型地铁区域的 OMS 连接模型

（© Copyright 2012 ABB. All rights reserved）

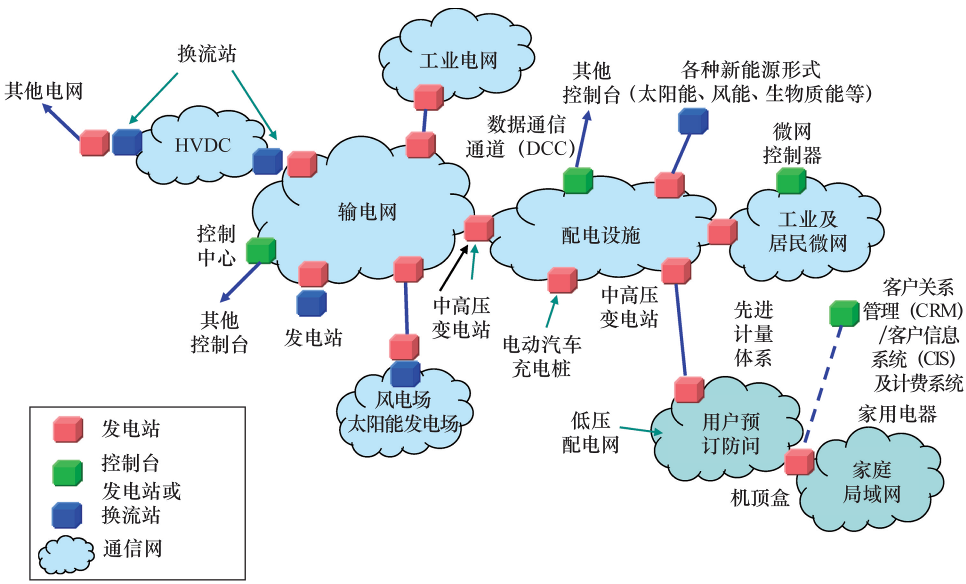


图 3.128　电力系统运行时的通信系统（© Copyright 2012 Alstom Grid. All rights reserved）

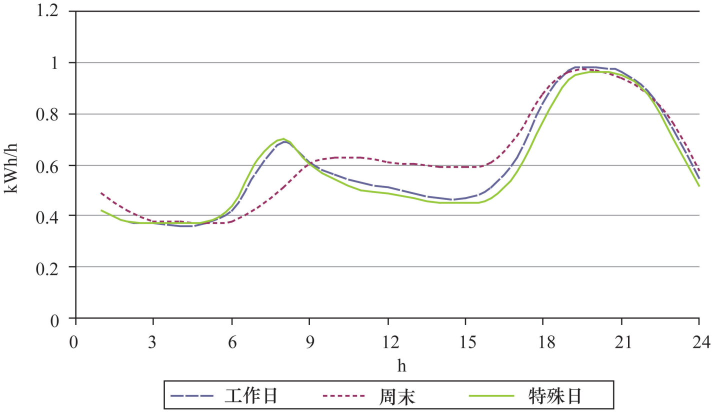


图 3.168 日间负荷曲线示例（© Copyright 2012 Pacific Northwest National Laboratory. All rights reserved）

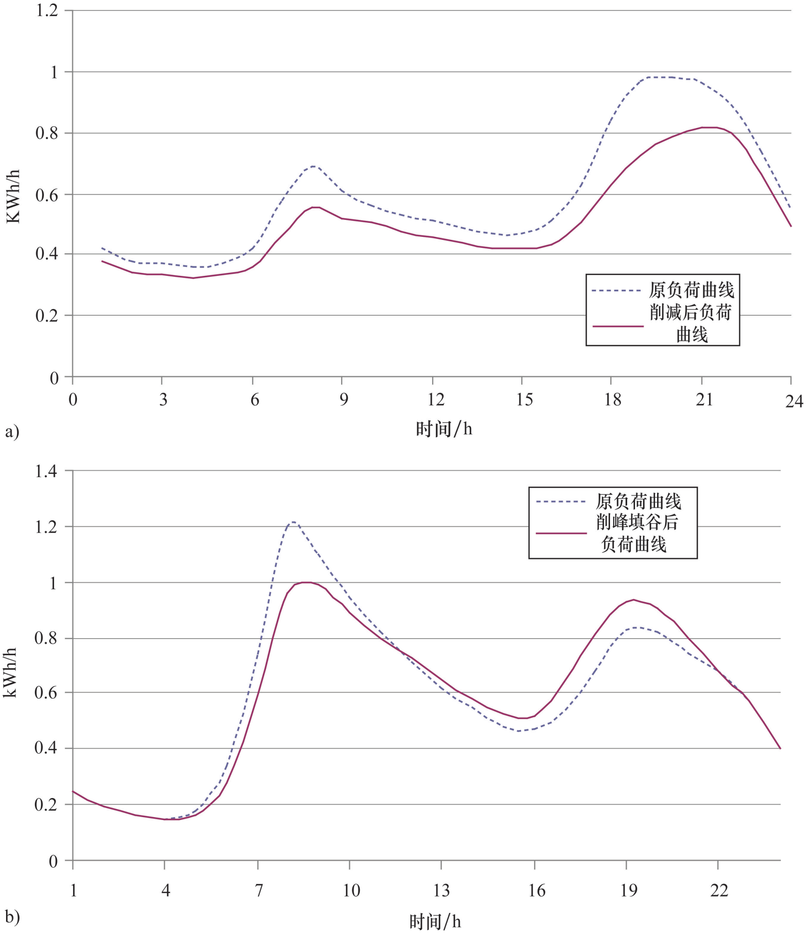


图 3.171 微网自动化系统的架构

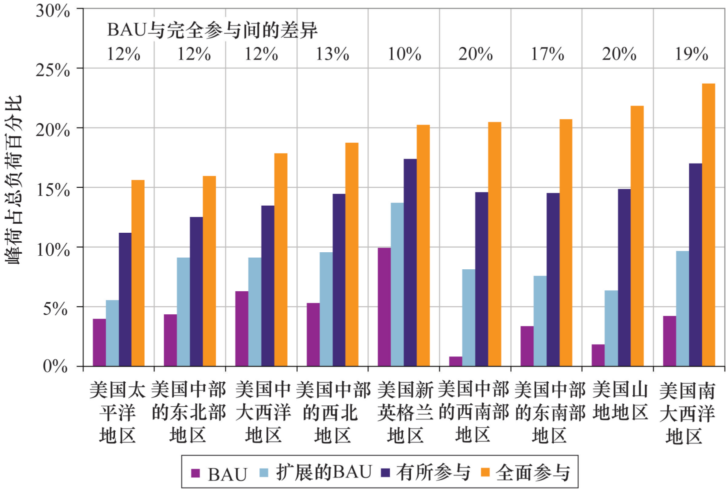


图 3.173　美国不同区域因需求侧管理参与水平不同所带来的效益差异（来自 National action plan on demond response，Federal Energy Regulatory Commission June 17，2010，p. B-1，http：//www. ferc. gov/legal/staff-reports/06-17-10-demand-response. pdf）

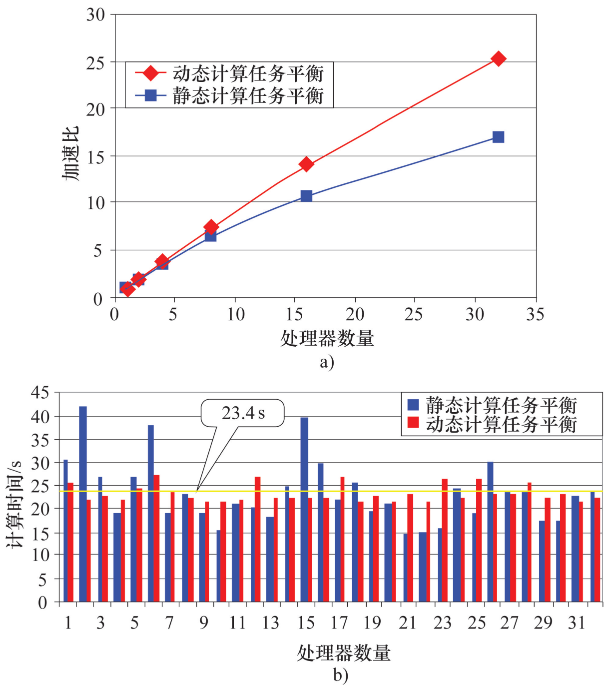


图 3.198　静态计算任务量均衡与单任务计数器动态计算任务量均衡的计算性能对比
（来自 Huang，Z. et al.，Massive contingency analysis with high performance computing，Proceedings of PES-GM2009—The IEEE Power and Energy Society General Meeting 2009，Calgary，Canada，July 26-30，2009）

a）加速比的对比　b）计算任务分配均匀程度的对比

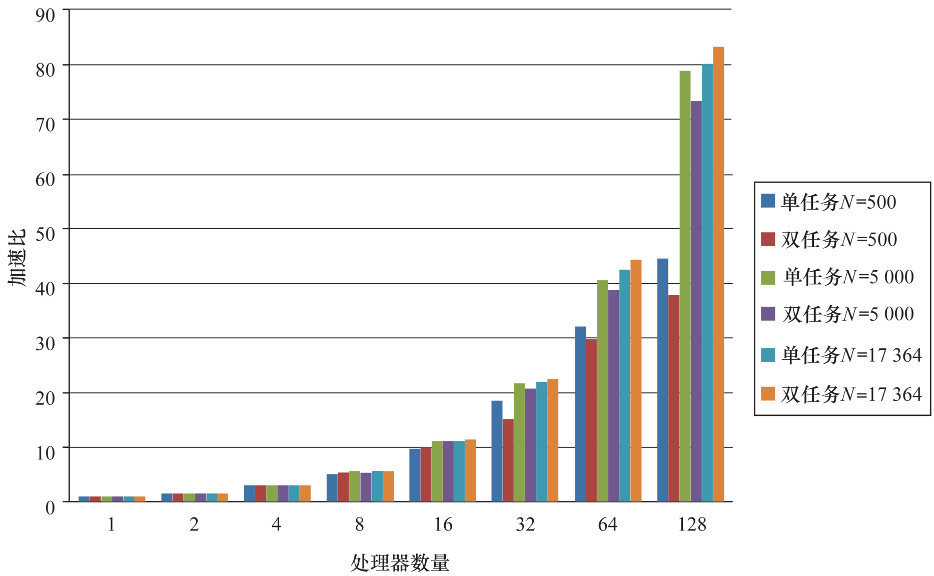


图 3.199　在一个网络状况不理想的计算环境下，单任务计数器和双任务计数器动态计算任务量均衡的计算性能对比（来自 Chen，Y. et al.，D.，Performance evaluation of counter-based dynamic load balancing schemes for massive contingency analysis with different computing environments，Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting 2010，Minneapolis，MN，July 25-29，2010）

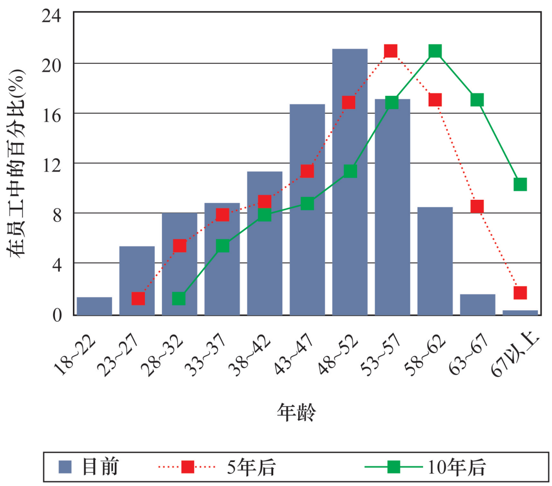


图 4.4　电力和天然气企业员工年龄分布

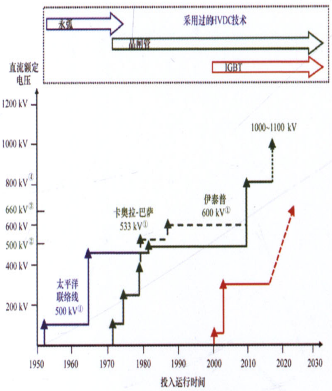


图3.66

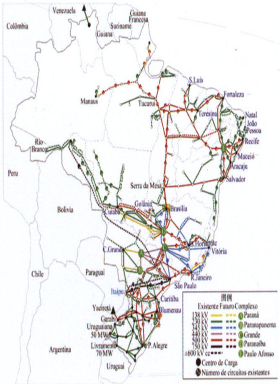


图3.82

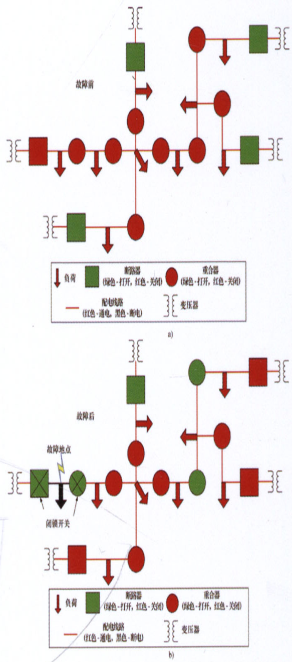


图3.122

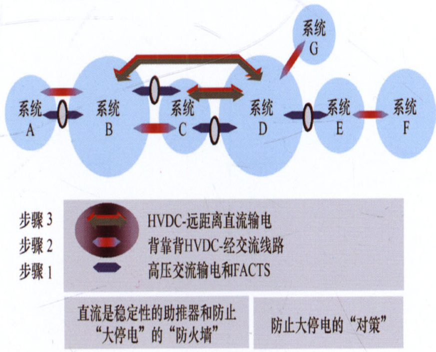


图3.89

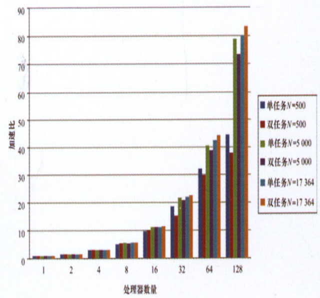


图3.199

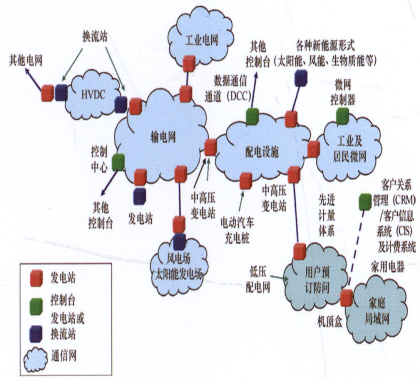


图3.128

本书评论

“电力工业界的技术管理者们将会发现本书是非常有趣的，因为它的所有阐述都基于一系列全新的观点，介绍了各种可能的全新技术，可以为我们带来全新的产品及业务内容。电力工业界的技术人员也会发现这本书是非常有价值的，他们可以从中了解到智能电网的未来发展，以及基于目前技术基础上的各种新技术。电力监管者和标准制定者同样会把本书当作非常有价值的信息源，基于书中介绍到的各种新的技术标准和监管策略，他们可以把握电力工业未来可能出现的各种新政策。”

— IEEE电气绝缘杂志，2013年11月/12月

“本书作者从相关领域的科研和工程实践中归纳总结出大量有用的信息，让读者得以了解如何把当前的输配电网升级成‘智能电网’，介绍了如何利用相关技术来从更高层面对电力系统进行有效的了解和控制。”

— 美国电力公司 Thomas F. Weaver

美国俄亥俄州哥伦布市

为中华崛起传播智慧

地址：北京市百万庄大街22号
邮政编码：100037

电话服务
服务咨询热线：010-88361066
读者购书热线：010-68326294
010-88379203

网络服务
机工官网：www.cmpbook.com
机工官博：weibo.com/cmp1952
金书网：www.golden-book.com
教育服务网：www.cmpedu.com
封面无防伪标均为盗版

策划编辑◎刘星宁

国际视野 科技前沿

国际电气工程先进技术译丛

《智能电网：基础设施、相关技术及解决方案》
《智能电网的控制和优化方法》
《混合动力汽车系统建模与控制》
《智能电网——融合可再生、分布式及高效能源》
《电动汽车融入现代电网》
《太阳能照明》
《超级电容器：材料、系统及应用》
《太阳能发电系统控制技术》
《ESD物理与器件》
《锂二次电池原理与应用》
《风力发电并网运行的无功管理》
《超大规模集成电路物理设计：从图分割到时序收敛》
《海上风电成本建模：安装与拆除》
《智能电网——设计与分析基础》
《功率理论与电能质量治理》
《混合动力电动汽车原理及应用前景》
《智能电网中的传导电磁干扰》
《风能转换技术进展》
《电机传动系统控制》
《储氢材料：储存性能表征》
《风力机技术》
《小型风力机：分析、设计与应用》
《通信系统高电压保护》
《磁性测量手册》
《ESD设计与综合》
《太阳能利用技术及工程应用》
《超级电容器的应用》
《小型风力机：分析、设计与应用》
《太阳电池、LED和二极管的原理：PN结的作用》
《风力发电系统 —— 技术与趋势》
《可持续电力系统的建模与控制：面向更为智能和绿色的电网》
《电力系统高级预测技术和发电优化调度》
《大规模储能技术》
《风电系统电能质量和稳定性对策》
《环境能源发电：太阳能、风能和海洋能》
《传热学：电力电子器件热管理》
《现代电力电子学与交流传动》
《功率半导体器件：原理、特性和可靠性》
《风能系统——实现安全可靠运行的优化设计与建设》
《储能技术》
《光伏系统工程》（原书第3版）
《光伏与风力发电系统并网变换器》
《车辆能量管理：建模、控制与优化》
《纯电动及混合动力汽车设计基础》（原书第2版）
《电动汽车技术、政策与市场》
《永磁无刷电机及其驱动技术》
《先进电气驱动的分析、建摸与控制》
《智能电网可再生能源系统设计》
《风力发电工程指南》
《用于制造固体氧化物燃料电池的钙钛矿型氧化物》

机械工业出版社微信公众号

上架指导 工业技术/电力技术/智能电网

CRC Press
Taylor & Francis Group

ISBN 978-7-111-49887-2

9 787111 498872

ISBN 978-7-111-49887-2 定价：149.00元